



TUGAS AKHIR - MO 141326

**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY*: STUDI KASUS *IN-FIELD FLOWLINE* DARI PLATFORM MMF MENUJU PLATFORM LPRO**

**REYHAN PAHLEVI DANENDRA**  
**NRP. 04311440000061**

**Dosen Pembimbing :**  
**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**  
**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.**

**DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN**  
**Fakultas Teknologi Kelautan**  
**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**  
**2018**



**FINAL PROJECT - MO 141326**

**ON-BOTTOM STABILITY ANALYSIS: CASE STUDY INFIELD  
FLOWLINE FROM MMF PLATFORM TO LPRO PLATFORM**

**REYHAN PAHLEVI DANENDRA  
REG. 04311440000061**

**Supervisors :**

**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**

**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.**

**DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING**

**Faculty of Marine Technology**

**Sepuluh Nopember Institute of Technology**

**2018**

**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY*: STUDI KASUS INFIELD  
FLOWLINE DARI PLATFORM MMF MENUJU PLATFORM LPRO**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

**REYHAN PAHLEVI DANENDRA**

NRP. 04311440000061

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc.

(Pembimbing 1)

2. Ir. Handyanu, M.Sc., Ph.D.

(Pembimbing 2)

3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

(Penguji 1)

4. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng.

(Penguji 2)



SURABAYA, JULI 2018

**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY*: STUDI KASUS *INFIELD*  
*FLOWLINE* DARI PLATFORM MMF MENUJU PLATFORM LPRO**

Nama : Reyhan Pahlevi Danendra  
NRP : 04311440000061  
Departemen : Teknik Kelautan FTK – ITS  
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Handayanu, M.Sc. Ph.D.

**ABSTRAK**

Analisis stabilitas pada pipa bawah laut perlu dilakukan untuk mengetahui stabilitas pipa bawah laut terutama saat kondisi operasi dimana pipa bawah laut terkena gaya yang diakibatkan oleh beban gelombang dan arus dan memastikan bahwa pipa bawah laut mampu melawan gaya apung nya agar meletak di dasar laut. Pipa bawah laut harus memenuhi kriteria stabilitas secara vertikal dan lateral di dasar laut berdasarkan DNVGL-RP-F109 dengan menggunakan metode stabilitas vertikal dan metode *absolute lateral static stability* yakni kurang dari atau sama dengan 1. Pada penelitian ini, dilakukan analisis *on-bottom stability* pada saat pipa bawah laut kondisi operasi bertujuan untuk mengetahui apakah pipa bawah laut stabil secara vertikal dan lateral atau tidak. Besar gaya hidrodinamika puncak horisontal dan vertikal masing-masing dengan kedalaman 7,8 meter 9384,32 N/m dan 7087,67 N/m, sementara besar *passive resistance*-nya adalah 349,202 N/m. Hasil analisis stabilitas menunjukkan bahwa pipa bawah laut memenuhi kriteria stabilitas vertikal dengan nilai 0,537 sedangkan untuk kriteria *absolute lateral static stability* tidak memenuhi dengan nilai 12,76, serta besar *error* kalkulasi ANSYS CFX terhadap kalkulasi manual sebesar 0,04 atau 4%.

**Kata Kunci:** ANSYS CFX, DNVGL-RP-F109, *On-Bottom Stability*, pipa bawah laut,



## **ON-BOTTOM STABILITY ANALYSIS: CASE STUDY INFIELD FLOWLINE FROM MMF PLATFORM TO LPRO PLATFORM**

Name : Reyhan Pahlevi Danendra  
Reg. Number : 04311440000061  
Department : Teknik Kelautan FTK – ITS  
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Handayanu, M.Sc. Ph.D.

### **ABSTRACT**

Stability analysis on the subsea pipeline needs to be done to know the stability of the subsea pipeline especially while it is in operating condition where the subsea pipeline is exposed to forces caused by wave and current loads and ensuring that the subsea pipeline is able to resist its buoyancy to lie on the seabed. The subsea pipeline must meet the vertical dan lateral stability criteria on the seabed based on DNVGL-RP-F109 by using the vertical stability method and the absolute lateral static stability method i.e. less than or equal to 1. In this study, an on-bottom stability analysis was performed when the subsea pipeline is in operating conditions aimed to know whether the subsea pipeline is vertically and laterally stable or not. The horizontal and vertical hydrodynamic peak load values respectively with a depth of 7.8 m are 9384,32 N/m and 7087,67 N/m, while the passive resistance value is 349.202 N/m. The stability analysis results show that the subsea pipeline meets the vertical stability criterion with a value of 0.537 while for absolute lateral static stability criterion does not meet with a value 12.76, and ANSYS CFX's error calculation value against manual calculation is 0.04 or 4%.

**Keyword:** ANSYS CFX, DNVGL-RP-F109, On-Bottom Stability, subsea pipeline

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kepada Allah SWT, karena atas rahmat dan nikmat-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul “**Analisis On-Bottom Stability: Studi Kasus Infield Flowline dari Platform MMF menuju Platform LPRO**” dengan baik dan tepat pada waktunya.

Tugas akhir ini disusun dalam rangka untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan program Studi Sarjana Strata 1 (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam laporan Tugas Akhir ini, penulis menyadari bahwa terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, saran dan kritik diharapkan oleh penulis guna meningkatkan kemampuan dalam penyusunan laporan ke depannya. Penulis berharap semoga laporan Tugas Akhir ini dapat menambah wawasan dan referensi untuk pembaca, serta bermanfaat bagi perkembangan teknologi khususnya di bidang rekayasa kelautan.

Surabaya, 11 Juli 2018

Reyhan Pahlevi Danendra

## UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu selama pengerjaan Tugas Akhir ini baik dorongan moral maupun materiil serta baik secara langsung maupun tidak langsung, diantaranya kepada:

1. Allah SWT, yang telah memberikan kemudahan dan kelancaran selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua (Dany Widjanarko dan Endah Soeharniningsih) serta kakak dan adik penulis yang selalu memberikan dukungan, doa, serta semangat.
3. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan ilmu dan masukan-masukan selama pengerjaan Tugas Akhir.
4. Seluruh Karyawan dan Dosen Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
5. Bapak Ryan Hanga Sri Wijiharto dan Bapak Novella Musya selaku pembimbing penulis sewaktu Kerja Praktek yang telah membantu dalam memberikan data proyek pipa bawah laut sehingga bisa dapat mengerjakan Tugas Akhir ini.
6. Teman-teman angkatan 2014 “MAELSTROM” Teknik Kelautan ITS yang telah memberikan bantuan dan semangat selama pengerjaan Tugas Akhir sehingga dapat selesai tepat waktu.
7. Achmad Syachowi yang telah mengajarkan dan membantu dalam mengerjakan pemodelan ANSYS CFX di Tugas Akhir ini.
8. Priyo Imam Wicaksono, Didik Ali Imron, Afiif Prima Yunanto, Andree Yudi, Fauzan Adhitya, Kevin Mirekel Hamzah, Anadya Restiana, dan Nonnia Dewi yang memberikan saran dan masuk selama pengerjaan Tugas Akhir.
9. Senior maupun junior yang di Departemen Teknik Kelautan yang telah memberikan bantuan selama pengerjaan tugas Akhir ini.

## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
ABSTRAK .....	iv
ABSTRACT .....	v
KATA PENGANTAR .....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR SIMBOL.....	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvi
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	3
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Manfaat .....	3
1.5 Batasan Masalah.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	5
2.1 Tinjauan Pustaka .....	5
2.2 Dasar Teori.....	6
2.2.1 Gambaran Umum.....	6
2.2.2 Gelombang dan Arus .....	7
2.2.3 Gaya-Gaya Hidrodinamika dan Kondisi Tanah.....	13
2.2.4 On-Bottom Stability.....	19
2.2.5 Kombinasi Pembebanan .....	19

2.2.6	Berat Terendam Pipa .....	20
2.2.7	Stabilitas Vertikal .....	21
2.2.8	Absolute Lateral Static Stability .....	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		25
3.1	Metode Penelitian.....	25
3.2	Tahap-Tahap Penelitian .....	26
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....		29
4.1	Pengumpulan Data .....	29
4.2	Perhitungan Properti & Buoyancy Subsea Pipeline.....	31
4.3	Berat Terendam <i>Subsea Pipeline</i> .....	31
4.4	Kondisi Gelombang, Arus, dan Tanah .....	32
4.5	Gaya-Gaya Hidrodinamika .....	36
4.6	Berat Terendam Minimum <i>Subsea Pipeline</i> .....	38
4.7	Analisis Stabilitas Vertikal dan Lateral pada <i>Subsea Pipeline</i> .....	38
4.8	Pemodelan <i>Subsea Pipeline</i> dengan Menggunakan ANSYS CFX.....	40
BAB V PENUTUP.....		43
5.1	Kesimpulan .....	43
5.2	Saran.....	43
DAFTAR PUSTAKA .....		45
BIODATA PENULIS		

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Kekasaran <i>Seabed</i> (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	12
<b>Tabel 2.2</b> <i>Safety Factor</i> , Badai Musim Dingin di Laut Utara (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	22
<b>Tabel 2.3</b> <i>Safety Factor</i> , Badai Musim Dingin di Teluk Meksiko dan Laut Selatan (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	22
<b>Tabel 2.4</b> <i>Safety Factor</i> kondisi siklon di North West Shelf (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	22
<b>Tabel 2.5</b> <i>Safety Factor</i> kondisi siklon di Teluk Meksiko (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	22
<b>Tabel 2.6</b> Koefisien Beban Puncak Horisontal (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	23
<b>Tabel 2.7</b> Koefisien Beban Puncak Vertikal (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	24
<b>Tabel 4.1</b> Data <i>Pipeline</i> .....	29
<b>Tabel 4.2</b> Data Coating Pipeline.....	30
<b>Tabel 4.3</b> Data Lingkungan .....	30
<b>Tabel 4.4</b> Data Tanah .....	30
<b>Tabel 4.5</b> Pipa Bawah Laut dengan Tebal <i>Concrete Coating</i> 50 mm .....	31
<b>Tabel 4.6</b> Parameter untuk Spektrum JONSWAP.....	32
<b>Tabel 4.7</b> Nilai Angka Gelombang pada Kedalaman 7,8 meter.....	32
<b>Tabel 4.8</b> Nilai Momen Spektrum $M_0$ dan $M_2$ .....	33
<b>Tabel 4.9</b> Hasil Nilai $U_s$ dan $T_U$ .....	34
<b>Tabel 4.10</b> Hasil Nilai $U^*$ dan $T^*$ .....	34
<b>Tabel 4.11</b> Kecepatan Aliran Akibat Arus .....	35
<b>Tabel 4.12</b> Faktor reduksi Beban pada Pipa Bawah Laut .....	35
<b>Tabel 4.13</b> Nilai Tahanan Pasif Tanah .....	36

<b>Tabel 4.14</b> Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horisontal akibat Gelombang dan Arus .....	37
<b>Tabel 4.15</b> Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal akibat Gelombang dan Arus .....	38
<b>Tabel 4.16</b> Nilai Stabilitas Vertikal .....	39
<b>Tabel 4.17</b> Nilai Stabilitas Lateral.....	39
<b>Tabel 4.18</b> Hasil Nilai Gaya dari Pemodelan ANSYS CFX .....	42
<b>Tabel 4.19</b> Nilai Stabilitas Lateral Pemodelan ANSYS CFX .....	42
<b>Tabel 4.20</b> Nilai <i>Error</i> Kalkulasi ANSYS CFX Terhadap Kalkulasi Manual .....	42

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b> Layout Skematis 16” <i>Main Oil Line</i> MMF – LPRO <i>field</i> . ....	2
<b>Gambar 2.1</b> Penggunaan Pipa Lepas Pantai (Guo <i>et al</i> , 2005).....	7
<b>Gambar 2.2</b> Kecepatan Aliran Amplitudo Signifikan, $U_s$ , pada permukaan <i>seabed</i> (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	10
<b>Gambar 2.3</b> Mean Zero Up-Crossing Period Osiliasi Aliran, $T_u$ , pada permukaan <i>seabed</i> (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	11
<b>Gambar 2.4</b> Definisi Penetrasi (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	15
<b>Gambar 2.5</b> Reduksi Beban Puncak akibat Penetrasi (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	15
<b>Gambar 2.6</b> Definisi Parameter <i>Trench</i> (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	16
<b>Gambar 2.7</b> Reduksi Beban Puncak akibat <i>trenching</i> (DNVGL-RP-F109, 2017) .....	16
<b>Gambar 2.8</b> Resistensi Pasif (DNVGL-RP-F109, 2017).....	17
<b>Gambar 2.9</b> Skema Gaya yang Bekerja pada Pipa Bawah Laut (Yu <i>et al</i> , 2013) .....	19
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir .....	26
<b>Gambar 4.1</b> Model Pipa Bawah Laut di ANSYS CFX .....	40
<b>Gambar 4.2</b> Simulasi Aliran pada Model Pipa Bawah Laut.....	41



## DAFTAR SIMBOL

$b$	<i>Buoyancy</i> pipa per satuan panjang
$d$	Kedalaman perairan
$D$	Diamater luar pipa termasuk semua <i>coating</i>
$F_R$	Resistensi tanah pasif
$C_y^*$	Koefisien beban puncak horisontal
$C_z^*$	Koefisien beban puncak vertikal
$F_R$	Resistensi tanah pasif
$F_y^*$	Beban hidrodinamika puncak arah horisontal
$F_z^*$	Beban hidrodinamika puncak arah vertikal
$g$	Percepatan gravitasi (9,81 m/s <sup>2</sup> )
$G$	<i>Transfer Function</i>
$G_C$	<i>Soil (clay) strength parameter</i>
$H_s$	Tinggi gelombang signifikan (m)
$k$	Angka gelombang
$k_U$	Rasio antara amplitudo kecepatan osilasi disain tunggal dan amplitudo kecepatan disain spektral untuk osilasi $\tau$
$k_T$	Rasio antara periode kecepatan osilasi disain tunggal dan periode zero up-crossing rata-rata
$K^*$	Keulegan-Carpenter number for single design oscillation
$M_n$	Momen spektra pada orde ke-n
$M_0$	Momen spektra orde pertama
$M_2$	Momen spektra orde ke-2
$M^*$	Steady to oscillatory velocity ratio for single design oscillation
$r_{tot}$	Faktor reduksi beban total
$r_{perm}$	Faktor reduksi beban akibat <i>permeable seabed</i>
$r_{pen}$	Faktor reduksi beban akibat penetrasi
$r_{tr}$	Faktor reduksi beban akibat <i>trenching</i>
$S_{\eta\eta}$	<i>Wave spectral density</i>
$S_{UU}$	<i>Wave induced velocity spectrum</i>
$S_g$	<i>Pipe Specific Density</i>

$S_u$	<i>Undrained clay shear strength</i>
$T_u$	Mean zero up-crossing period osilasi aliran pada permukaan pipa
$T_n$	<i>Reference period</i>
$T^*$	<i>Period associated with single design oscillation</i>
$U_s$	Amplitudo kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa
$U^*$	<i>Oscillatory velocity amplitude for single design oscillation, perpendicular to pipeline</i>
$V^*$	<i>Steady current velocity associated with design oscillation, perpendicular to pipeline</i>
$V(z)$	Kecepatan arus pada elevasi pipa
$V(z_r)$	Kecepatan arus acuan pada pipa
$V_c(z_r)$	Kecepatan rata-rata tegak lurus acuan terhadap diameter pipa
$w_s$	Berat terendam pipa per satuan panjang
$w_{st}$	Berat pipa di udara
$w_{corr}$	Berat lapisan anti korosi di udara
$w_c$	Berat <i>concrete coating</i> di udara
$w_{cont}$	Berat muatan yang diangkut pipa
$z$	Elevasi diatas <i>seabed</i>
$z_0$	Parameter kekasaran <i>seabed</i>
$Z_p$	Kedalaman penetrasi
$Z_t$	Kedalaman <i>trench</i>
$z_{pi}$	Kedalaman penetrasi awal
$z_{pm}$	Kedalaman penetrasi akibat pergerakan pipa
$z_p$	Kedalaman penetrasi total
$\alpha$	Konstanta Generalized Philips
$\mu$	Koefisien gesekan
$\theta_c$	Sudut antara arah datang arus dan pipa
$\rho_w$	Massa jenis air laut
$\gamma$	<i>Peak-enhancement factor</i>
$\gamma_w$	<i>Safety Factor</i>
$\gamma_{sc}$	<i>Safety Factor</i>
$\gamma_s$	<i>Dry unit soil weight</i> (18,000 N/m <sup>3</sup> untuk <i>clay</i> )

$\gamma'_s$	<i>Submerged unit soil weight</i>
$\sigma$	Parameter lebar spektra
$\omega$	Frekuensi gelombang
$\omega_p$	Frekuensi gelombang puncak

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN A – PERHITUNGAN STABILITAS VERTIKAL *ON-BOTTOM STABILITY*
- LAMPIRAN B – PERHITUNGAN *ABSOLUTE LATERAL STATIC STABILITY ON-BOTTOM STABILITY*
- LAMPIRAN C – BATIMETRI *PIPELINE 16" MAIN OIL LINE MMF – LPRO FIELD*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

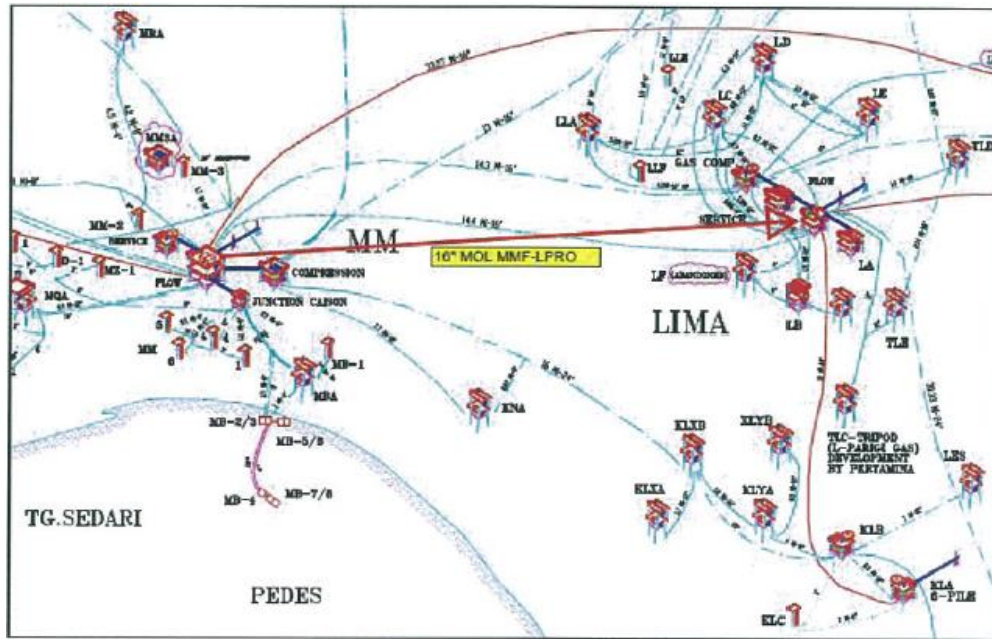
### **1.1 Latar Belakang Masalah**

Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java (PHE ONWJ) adalah salah satu perusahaan yang bergerak di bidang minyak dan gas dan masih berlangsung hingga sampai saat ini. Produksi hasil dari PHE ONWJ disalurkan ke pemakai darat demi memenuhi kebutuhan energi. Menurut Soegiono (2007), produk yang diangkut ini adalah gas alam bertekanan tinggi dan *crude oil* serta *condensate* yang relatif bertekanan rendah. Salah satu cara untuk mengangkut produk yaitu dengan menggunakan pipa bawah laut (*subsea pipeline*), dan industri minyak dan gas telah membuktikan bahwa penggunaan pipa bawah laut merupakan cara yang paling ekonomis untuk memindahkan fluida dalam skala besar (Sibuea, 2016).

Dimulai pada tahun 2013, Pertamina Hulu Energi ONWJ (PHE ONWJ) melakukan *Technical Framework Contract* (TFC) untuk program pergantian-perbaikan pipa bawa laut jangka panjang STC-0893. Proyek ini berlokasi di barat laut lepas pantai dari Pulau Jawa kurang lebih 120 km timur laut dari Jakarta. Ada 3 jaringan pipa (*pipelines*) yang akan dilaksanakan pada program tahun 2013 sebagai cakupan utama proyek, yakni instalasi pipa 16" MMF-LPRO sepanjang 10 km, instalasi pipa 6" LLB-LLD sepanjang 0,7 km, dan instalasi pipa 4" KLA-KLB sepanjang 1 km.

MMF-LPRO akan menjadi instalasi pipa pengangkut minyak sepanjang 23,2 km, namun untuk cakupan utama proyek, hanya ditargetkan untuk di pasang sepanjang 10 km dengan riser dipasang di sisi MMF saja. Sebagai tambahan cakupan utama, cakupan opsional juga dibuat sebagai bagian dari kontrak yang pelaksanaannya atas instruksi tunggal perusahaan. Cakupan opsional meliputi instalasi pipa 16" MMF-LPRO sepanjang 13,2 km sebagai lanjutan dari instalasi pipa sepanjang 10 km serta instalasi riser di sisi LPRO.

Gambar 1.1 dibawah ini menunjukkan layout lapangan untuk pipa bawah laut 16" yang mengangkut minyak dari Mike-mike *field* di MMF platform menuju Lima *field* di LPRO platform.



**Gambar 1.1** Layout Skematis 16" Main Oil Line MMF – LPRO field.

Pipa bawah laut adalah pipa yang diletakkan di dasar laut yang berperan utama sebagai alat transportasi senyawa hidrokarbon maupun air. Mengangkut cairan minyak bumi dengan *pipeline* adalah sebuah operasi yang terus menerus dan dapat diandalkan, dan *pipeline* telah menunjukkan kemampuan untuk beradaptasi dengan berbagai lingkungan termasuk daerah terpencil dan lingkungan yang tidak bersahabat (Guo *et al*, 2005).

Pada saat kondisi operasi, pipa bawah laut diwajibkan dalam kondisi stabil. *Pipelines* yang bertumpu pada dasar laut terkena gaya baik dari arah horizontal maupun vertikal disebabkan oleh beban gelombang dan arus (Bai dan Bai, 2014). Salah satu cara untuk mengetahui stabilitas pipa adalah dengan melakukan analisis *on-bottom stability*. Menurut Braestrup (2005), analisis *on-bottom stability* dilakukan untuk memastikan stabilitas pipa saat terkena gaya gelombang dan arus dan beban internal atau eksternal lainnya. Kemudian, perhitungan stabilitas dilakukan untuk menentukan persyaratan minimum untuk massa pipa yang terendam (*pipeline submerged mass*) (Bai dan Bai, 2014).

Di dalam keputusan Menteri Pertambangan dan Energi Indonesia nomor 300.K/38/M.PE/1997 Pasal 13 Ayat 3, menjelaskan bahwa pipa penyalur yang digelar di laut wajib memenuhi ketentuan sebagai berikut:

- a. Dalam hal kedalaman dasar laut kurang dari 13 meter maka pipa harus ditanam sekurang-kurangnya 2 (dua) meter di bawah dasar laut (sea bed), serta dilengkapi dengan sistem pemberat agar pipa tidak tergeser atau berpindah.
- b. Dalam hal kedalaman dasar laut 13 meter atau lebih maka pipa dapat diletakkan di dasar laut, serta dilengkapi dengan sistem pemberat agar pipa tidak tergeser atau berpindah.

Sistem pemberat disini dapat berupa *concrete coating*.

*Concrete coating* dapat dipasang saat sebelum instalasi pada pipa bawah laut agar menambah stabilitas pipa bawah laut saat beroperasi di dasar laut. Sehingga, perlu dilakukan analisis *on-bottom stability* dengan metode stabilitas vertikal dan metode *absolute lateral static stability* berdasarkan DNVGL-RP-F109 untuk mengetahui stabilitas pipa bawah laut saat kondisi operasi dari platform MMF menuju platform LPRO.

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang di bahas dalam penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Berapa besar gaya – gaya hidrodinamika dan *passive resistance* yang bekerja pada *subsea pipeline*?
2. Apakah *subsea pipeline* memenuhi kriteria *on bottom stability* berdasarkan DNVGL-RP-F109?

## 1.3 Tujuan

Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Menganalisis besar gaya – gaya hidrodinamika dan *passive resistance* yang bekerja pada *subsea pipeline*.
2. Menganalisis stabilitas *subsea pipeline* berdasarkan DNVGL-RP-F109.

## 1.4 Manfaat

Hasil penelitian dalam tugas akhir ini diharapkan mampu memberikan pemahaman kepada penulis dan pembaca mengenai analisa stabilitas pipa bawah laut tipe *flowline*. Selain itu, hasil penelitian ini diharapkan mampu menjadi rujukan

dalam penentuan stabilitas pipa bawah laut tipe *flowline* khususnya dalam penggunaan metode stabilitas vertikal dan metode *absolute lateral static stability* berdasarkan DNVGL-RP-F109.

### 1.5 Batasan Masalah

Untuk mempermudah pengerjaan, adapun beberapa batasan masalah yang digunakan yakni sebagai berikut:

1. Kode yang dipakai adalah DNVGL-RP-F109 (2017) dan DNVGL-RP-F114 (2017).
2. Data yang digunakan adalah data milik PHE ONWJ
3. Kondisi arus dalam keadaan *steady*.
4. Jenis tanah yang digunakan berjenis *very soft clay*.
5. Kedalaman laut yang digunakan yaitu kedalaman 7,8 meter.
6. Tidak menghitung stress pada pipa.
7. Pengaruh *scouring* diabaikan.
8. Kondisi tanah dianggap relatif datar di sepanjang pipa pada kedalaman 7,8 meter.
9. Analisis yang dilakukan pada pipa saat kondisi operasi.
10. Metode yang digunakan adalah metode stabilitas vertikal dan metode *absolute lateral static stability*.
11. Tebal *concrete coating* yang digunakan yakni 50 mm.
12. Tidak melakukan analisis biaya.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

Distribusi minyak dan gas pada saat ini sudah sangat berkembang pesat. Hal ini dibuktikan dengan meratanya distribusi minyak dan gas di Pulau Jawa, dan kebanyakan masyarakat sudah banyak menikmati manfaatnya. Distribusi minyak dan gas dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu baik dengan menggunakan pipa bawah laut maupun dengan menggunakan kapal *tanker*. Pipa bawah laut jauh lebih unggul dibandingkan dengan kapal *tanker* dalam hal operabilitas saat cuaca buruk, akan tetapi kebanyakan pipa bawah laut hanya digunakan suatu bangunan lepas pantai yang dekat dengan garis pantai saja sebagai pendistribusian.

Ada suatu permasalahan yang dapat terjadi pada saat pipa bawah laut beroperasi, yakni stabilitas pipa bawah laut yang terpengaruh akibat beban gelombang dan arus. Menurut Bai dan Bai (2014), *concrete weight coatings* sering diterapkan pada pipa bawah laut (*subsea pipelines*) untuk menjaga kestabilan lateral dan vertikal pipa.

Chukwu *et al* (2016) telah melakukan penelitian mengenai meng-estimasi *on-bottom stability* pipa bawah laut di perairan dangkal Teluk Guinea. Dalam penelitian ini, sebuah studi kasus pipa berdiamater 762 mm sepanjang 34 km yang akan di instal di lepas pantai Escravos, Teluk Guinea disimulasikan dan dianalisis menggunakan alat perancang yang dikembangkan. Perilaku pipa di bawah kondisi lingkungan dan pipa yang berbeda seperti kedalaman air, tinggi gelombang, ketebalan baja dan *concrete* diselidiki. Hasil penelitian menunjukkan bahwa ketebalan *concrete* dan ketebalan dinding baja merupakan parameter yang paling kritis dalam *on-bottom stability* pipa bawah laut.

Amin (2014) telah melakukan penelitian mengenai analisa *on-bottom stability* pipa bawah laut dengan studi kasus pipa APNE-A milik PHE ONWJ. Dalam penelitian ini dikatakan bahwa hasil perhitungan dan pemodelan pipa menunjukkan, semakin kasar keadaan *seabed* semakin kecil gaya hidrodinamika dan tekanan yang diterima, dan semakin bertambahnya tebal *concrete coating* semakin baik stabilitasnya. Namun penelitian tersebut dilakukan dengan banyak

variasi yakni pada *concrete coating*, jenis tanah, dan kedalaman tiap lokasi untuk dapat memenuhi faktor keamanan lateral maupun vertikal.

DNV (Det Norske Veritas) melakukan merger dengan GL (Germanischer Lloyd) pada tahun 2013, sehingga berubah nama menjadi DNVGL. Pada Mei 2017, DNVGL menerbitkan *Recommended Practice* terbaru mengenai *on-bottom stability design of submarine pipelines* yakni DNVGL-RP-F109. DNVGL-RP-F109 menggantikan DNV-RP-F109 yang diterbitkan pada Oktober 2010 lalu. Perubahan yang dilakukan adalah pada bagian *pipe-soil interaction* yang telah dipindahkan ke DNVGL-RP-F114 (*Pipe-soil interaction for submarine pipelines*).

Maka dari itu, penulis mengajukan penelitian mengenai *on-bottom stability* pada pipa bawah laut tipe *flowline* dari platform MMF menuju platform LPRO menggunakan metode stabilitas vertikal dan metode *absolute lateral static stability* berdasarkan DNVGL-RP-F109.

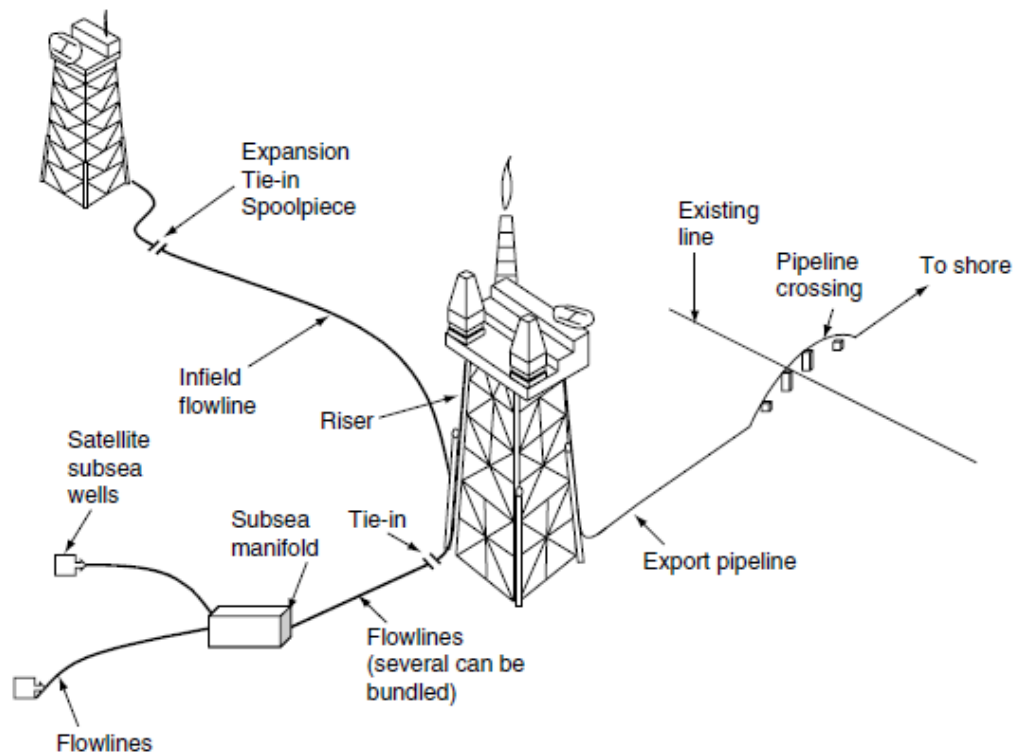
## **2.2 Dasar Teori**

### **2.2.1 Gambaran Umum**

*Offshore Pipelines* atau *Subsea Pipelines* atau *Submarine Pipelines*, dipergunakan untuk transportasi fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah di lepas pantai (Soegiono, 2007). *Pipelines* digunakan untuk memudahkan transportasi hidrokarbon selain *tanker*, karena *pipelines* lebih efektif pengoperasian-nya. Menurut Guo *et al* (2005), *Offshore Pipelines* dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

- *Flowlines* mengangkut minyak dan/atau gas dari *satellite subsea wells* ke *subsea manifolds*.
- *Flowlines* mengangkut minyak dan/atau gas dari *subsea manifolds* ke platform fasilitas produksi.
- *Infield flowlines* mengangkut minyak dan/atau gas di antara platform fasilitas produksi.
- *Export pipelines* mengangkut minyak dan/atau gas dari platform fasilitas produksi ke darat, dan

- *Flowlines* mengangkut air atau bahan kimia dari platform fasilitas produksi melalui *subsea injection manifolds*, ke *injection wellheads*.



**Gambar 2.1** Penggunaan Pipa Lepas Pantai (Guo *et al*, 2005)

## 2.2.2 Gelombang dan Arus

### a. Gelombang

Di dalam kenyataan, gelombang laut tidak linier atau acak. Gelombang umum yang terlihat di lautan adalah terbentuk dari aksi angin, akan tetapi masih ada gelombang-gelombang di laut yang terbentuk oleh cara/mekanisme yang lain (Djarmiko, 2012). Untuk gelombang acak kurun waktu pendek (*short term wave condition*) dapat dijelaskan dengan spektra gelombang. Berdasarkan DNVGL-RP-F109 (2017) untuk analisis *on-bottom stability* yaitu menggunakan persamaan spektra JONSWAP. Persamaan spektra JONSWAP adalah merupakan modifikasi dari spektra P-M, dengan memasukkan parameter-parameter yang akan mengakomodasi karakteristik gelombang perairan tertutup, atau kepulauan.

JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*) cukup cocok digunakan di Indonesia karena perairan Indonesia termasuk perairan tertutup atau kepulauan.

Berikut persamaan 2.1 mengenai spektrum JONSWAP berdasarkan DNVGL-RP-F109:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \cdot \gamma^{\exp\left(-0,5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma \cdot \omega_p}\right)^2\right)} \quad (2.1)$$

dengan:

- $\alpha$  = konstanta Generalized Philips
- $g$  = percepatan gravitasi (9,81 m/s<sup>2</sup>)
- $\omega$  = frekuensi gelombang
- $\omega_p$  = frekuensi gelombang puncak
- $\gamma$  = *peak-enhancement factor*
- $\sigma$  = parameter lebar spektra

Persamaan 2.2 mengenai konstanta Generalized Philips yakni:

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0,287 \cdot \ln \gamma) \quad (2.2)$$

dengan:

- $H_s$  = tinggi gelombang signifikan (m)
- $\omega_p$  = frekuensi gelombang puncak
- $g$  = percepatan gravitasi (9,81 m/s<sup>2</sup>)
- $\gamma$  = *peak-enhancement factor*

Kemudian parameter lebar spektra yakni (persamaan 2.3):

$$\sigma = \begin{cases} 0,07 & \text{jika } \omega \leq \omega_p \\ 0,09 & \text{jika } \omega > \omega_p \end{cases} \quad (2.3)$$

*Peak-enhancement factor* yang digunakan yakni (persamaan 2.4):

$$\gamma = \begin{cases} 5,0 & \varphi \leq 3,6 \\ \exp(5,75 - 1,15\varphi) & 3,6 < \varphi < 5,0; \\ 1,0 & \varphi \geq 5,0 \end{cases} \quad \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad (2.4)$$

Setelah itu, spektrum kecepatan yang diinduksi gelombang (*wave induced velocity spectrum*) di *seabed*  $S_{UU}(\omega)$  bisa didapat melalui transformasi spektral gelombang di permukaan laut menggunakan teori gelombang orde pertama (persamaan 2.5):

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega) \quad (2.5)$$

dengan:

$G$  = *Transfer Function*

$S_{\eta\eta}$  = spektrum JONSWAP

Fungsi transfer  $G$  mentransnformasi elevasi permukaan laut menjadi kecepatan aliran yang diinduksi gelombang di dasar laut, yakni pada persamaan 2.6 berikut ini:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)} \quad (2.6)$$

dimana  $d$  dan  $k$  di iterasi dari persamaan *transcendental* sebagai berikut (persamaan 2.7):

$$\frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d) \quad (2.7)$$

dengan:

$\omega$  = frekuensi gelombang

$g$  = percepatan gravitasi (9,81 m/s<sup>2</sup>)

$k$  = angka gelombang

$d$  = kedalaman perairan

Momen spektra pada orde ke- $n$  didefinisikan sebagai (persamaan 2.8):

$$M_n = \int_0^\infty \omega^n \cdot S_{UU}(\omega) d\omega \quad (2.8)$$

dengan:

$\omega$  = frekuensi gelombang

Amplitudo kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa, yakni (persamaan 2.9):

$$U_s = 2\sqrt{M_0} \quad (2.9)$$

dengan:

$M_0$  = momen spektra orde pertama

Tidak direkomendasikan untuk mempertimbangkan setiap efek *boundary layer* pada kecepatan yang diinduksi gelombang. Mean zero up-crossing period osilasi aliran pada permukaan pipa, yakni pada persamaan 2.10 berikut ini:

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (2.10)$$

dengan:

$M_0$  = momen spektra orde pertama

$M_2$  = momen spektra orde ke-2

Dengan asumsi teori gelombang linier,  $U_s$  bisa diambil dari Gambar 2.2 dan  $T_u$  dari Gambar 2.3, dan persamaan  $T_n$  dapat dilihat pada persamaan 2.11:

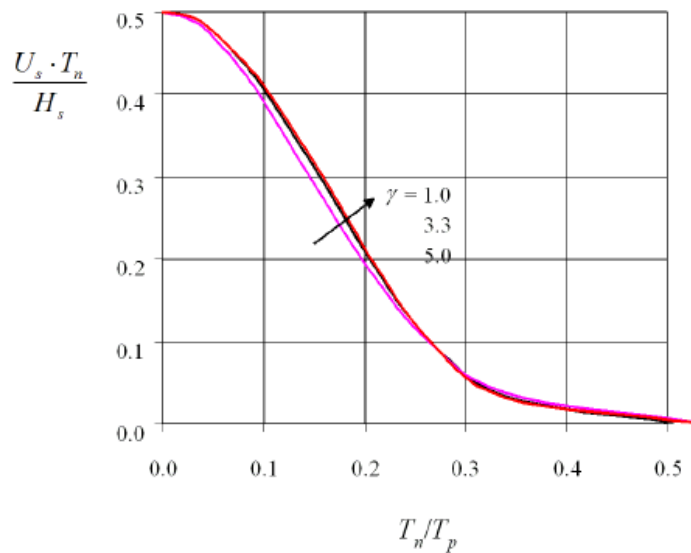
$$T_n = \sqrt{\frac{d}{g}} \quad (2.11)$$

dengan:

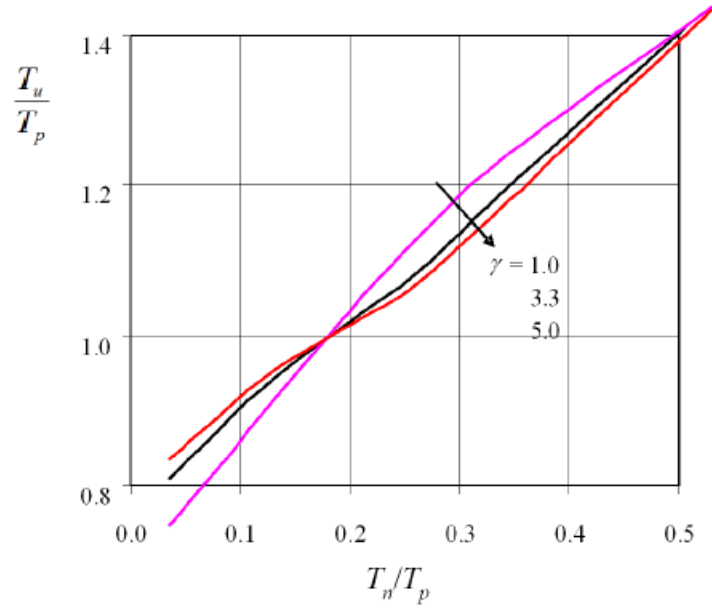
$T_n$  = *reference period*

$d$  = kedalaman perairan

$g$  = percepatan gravitasi (9,81 m/s<sup>2</sup>)



**Gambar 2.2** Kecepatan Aliran Amplitudo Signifikan,  $U_s$ , pada permukaan *seabed* (DNVGL-RP-F109, 2017)



**Gambar 2.3** Mean Zero Up-Crossing Period Osilasi Aliran,  $T_u$ , pada permukaan *seabed* (DNVGL-RP-F109, 2017)

Rasio antara amplitudo kecepatan osilasi disain tunggal dan amplitudo kecepatan disain spektral untuk osilasi  $\tau$  dapat dilihat pada persamaan 2.12:

$$k_U = \frac{U^*}{U_s} = \frac{1}{2} \cdot \left( \sqrt{2 \cdot \ln \tau} + \frac{0,5772}{\sqrt{2 \cdot \ln \tau}} \right) \quad (2.12)$$

Rasio antara periode kecepatan osilasi disain tunggal dan periode zero up-crossing rata-rata (keduanya di permukaan *seabed*), lihat persamaan 2.13:

$$k_T = \frac{T^*}{T_u} = \begin{cases} k_t - 5 \cdot (k_t - 1) \cdot T_n/T_u & \text{untuk } T_n/T_u \leq 0,2 \\ 1 & \text{untuk } T_n/T_u > 0,2 \end{cases} \quad (2.13)$$

dimana,

$$k_t = \begin{cases} 1,25 & \text{untuk } \gamma = 1,0 \\ 1,21 & \text{untuk } \gamma = 3,3 \\ 1,17 & \text{untuk } \gamma = 5,0 \end{cases}$$

#### b. Arus

Aliran arus stabil (*steady current flow*) pada permukaan pipa mungkin terdiri dari komponen-komponen berikut:

- Arus pasang surut
- Arus yang diinduksi angin
- Arus yang diinduksi gelombang badai

- Arus yang didorong densitas

Kecepatan arus dapat tereduksi karena efek dasar laut dan arah arus, yang demikian dijelaskan dengan persamaan 2.14 berikut:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z + z_0) - \ln z_0}{\ln(z_r + z_0) - \ln z_0} \cdot \sin \theta_c \quad (2.14)$$

dengan:

$V(z)$  = kecepatan arus pada elevasi pipa (m/s)

$V(z_r)$  = kecepatan arus acuan pada pipa (m/s)

$z_0$  = parameter kekasaran *seabed* (lihat Tabel 2.1) (m)

$\theta_c$  = sudut antara arah datang arus dan pipa

**Tabel 2.1** Kekasaran *Seabed* (DNVGL-RP-F109, 2017)

<i>Seabed</i>	<i>Grain size <math>d_{50}</math> [mm]</i>	<i>Roughness <math>z_0</math> [m]</i>
Silt and clay	0.0625	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
Fine sand	0.25	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	0.5	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
Coarse sand	1.0	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	4.0	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	25	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	125	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	500	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

Sementara itu, kecepatan rata-rata tegak lurus terhadap diameter pipa yakni:

$$V_c = V_c(z_r) \cdot \left( \frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \cdot \ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right) - 1}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0} + 1\right)} \right) \cdot \sin \theta_c \quad (2.15)$$

dengan:

$V_c(z_r)$  = kecepatan rata-rata tegak lurus acuan terhadap diameter pipa (m/s)

$z_0$  = parameter kekasaran *seabed* (lihat Tabel 2.1) (m)

$\theta_c$  = sudut antara arah datang arus dan pipa

$D$  = Diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)



Arah kecepatan arus diperhitungkan melalui  $\theta_c$  yang merupakan sudut antara kecepatan arus dan sumbu pipa. Jika tidak ada informasi yang tersedia mengenai  $\theta_c$ , maka arus diasumsikan bekerja tegak lurus dengan pipa.

Arus acuan seharusnya diukur pada kedalaman yang variasi kecepatan arusnya kecil pada arah horizontal. Pada dasar laut yang relatif datar, tinggi acuan bisa lebih besar 1 meter, tergantung dari kekasaran *seabed*-nya.

### 2.2.3 Gaya-Gaya Hidrodinamika dan Kondisi Tanah

#### a. Gaya-Gaya Hidrodinamika

Saat pipa bawah laut beroperasi di dasar laut, pipa akan dikenakan oleh gaya-gaya hidrodinamika seperti gaya drag, gaya lift, dan gaya inersia (lihat Gambar 2.9). Berikut adalah teori-teori dasar mengenai gaya-gaya hidrodinamika:

- Gaya drag (gaya seret) adalah gaya yang bekerja berlawanan dengan gerakan relatif dari benda terhadap fluida sekitar. Gaya ini bisa muncul antara fluida dengan permukaan benda.
- Gaya lift (gaya angkat) adalah gaya yang bekerja tegaklurus dengan gerakan relatif dari benda terhadap fluida sekitar.
- Gaya inersia adalah gaya yang terjadi pada benda akibat gaya oleh perubahan perpindahan massa air yang disebabkan oleh keberadaan benda.

Faktor yang mempengaruhi adalah percepatan partikel air.

Menurut Guo *et al* (2005), persamaan gaya drag, gaya lift, dan gaya inersia yakni pada persamaan 2.16, 2.17, dan 2.18 berikut:

$$F_d = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_D \cdot D \cdot (U + V)^2 \quad (2.16)$$

$$F_l = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_L \cdot D \cdot (U + V)^2 \quad (2.17)$$

$$F_i = \rho_w \cdot C_M \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \left( \frac{du}{dt} \right) \quad (2.18)$$

dengan:

$F_d$  = gaya drag per satuan panjang (N/m)

$F_l$  = gaya lift per satuan panjang (N/m)

$F_i$  = gaya inersia per satuan panjang (N/m)

$\rho$  = masa jenis air laut ( $\text{kg/m}^3$ )

- $C_D$  = koefisien gaya drag
- $C_L$  = koefisien gaya lift
- $C_M$  = koefisien gaya inersia
- $D$  = diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)
- $U$  = kecepatan partikel air akibat gelombang (m/s)
- $V$  = arus *steady* (m/s)
- $\left(\frac{du}{dt}\right)$  = percepatan partikel air akibat gelombang (m/s<sup>2</sup>)

Pada DNVGL-RP-F109, untuk menghitung analisis *on-bottom stability* gaya-gaya hidrodinamika disingkat menjadi  $F_y$  (drag dan inersia) dan  $F_z$  (lift), akan tetapi untuk menghitung stabilitas lateral statis absolut  $F_y$  dan  $F_z$  akan menjadi  $F_y^*$  dan  $F_z^*$  seperti pada persamaan 2.34 dan 2.35.

## b. Kondisi Tanah

### - Reduksi Beban akibat Interaksi Pipa-Tanah

Beban hidrodinamika dapat tereduksi karena:

1. *Permeable seabed* ( $r_{perm,i}$ )
2. Penetrasi pipa ke dalam tanah ( $r_{pen,i}$ ) dan/atau
3. *Trenching* ( $r_{tr,i}$ )

Kemudian reduksi beban total yakni pada persamaan 2.19:

$$r_{tot,i} = r_{perm,i} \cdot r_{pen,i} \cdot r_{tr,i} \quad (2.19)$$

\*Catatan = simbol “i” dapat bernilai y untuk beban horisontal dan z untuk beban vertikal.

### - Reduksi beban akibat *permeable seabed*

*Permeable seabed* akan memberikan aliran di *seabed* di bawah pipa sehingga mengurangi beban vertikal. Jika beban hidrodinamis vertikal yang digunakan didasarkan pada koefisien beban yang diturunkan dari asumsi *non-permeable seabed*, reduksi beban pada persamaan 2.20 dapat digunakan:

$$r_{perm,z} = 0,7 \quad (2.20)$$

- **Reduksi beban akibat penetrasi**

Faktor reduksi beban akibat penetrasi baik arah horisontal maupun arah vertikal masing-masing yakni pada persamaan 2.21 dan 2.22 berikut:

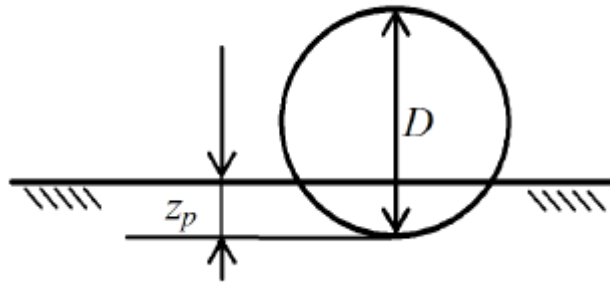
$$r_{pen,y} = 1,0 - 1,4 \cdot \frac{z_p}{D} \geq 0,3 \quad (2.21)$$

$$r_{pen,z} = 1,0 - 1,3 \cdot \left( \frac{z_p}{D} - 0,1 \right) \geq 0,0 \quad (2.22)$$

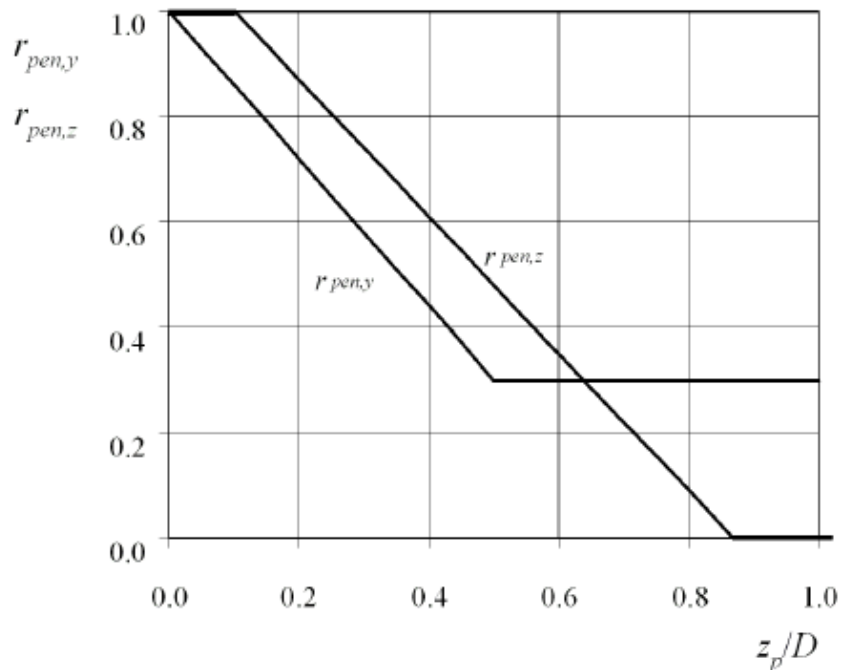
dengan:

$Z_p$  = kedalaman penetrasi (m) (lihat Gambar 2.4)

$D$  = diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)



**Gambar 2.4** Definisi Penetrasi (DNVGL-RP-F109, 2017)



**Gambar 2.5** Reduksi Beban Puncak akibat Penetrasi  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

- **Reduksi beban akibat *trenching***

Faktor reduksi beban akibat *trenching* baik arah horisontal maupun arah vertikal masing-masing yakni pada persamaan 2.23 dan 2.24:

$$r_{tr,y} = 1,0 - 0,18 \cdot (\theta - 5)^{0,25} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0,42}, 5 \leq \theta \leq 45 \quad (2.23)$$

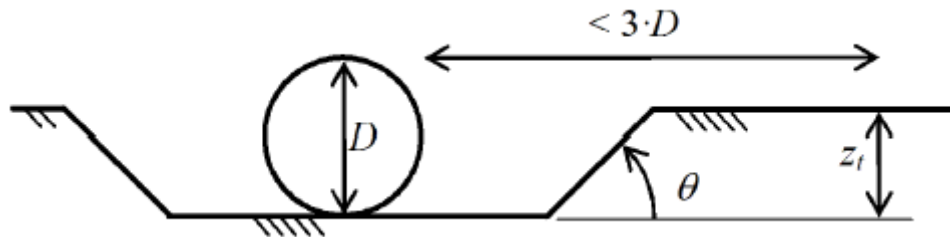
$$r_{tr,z} = 1,0 - 0,14 \cdot (\theta - 5)^{0,43} \cdot \left(\frac{z_t}{D}\right)^{0,46}, 5 \leq \theta \leq 45 \quad (2.24)$$

dengan:

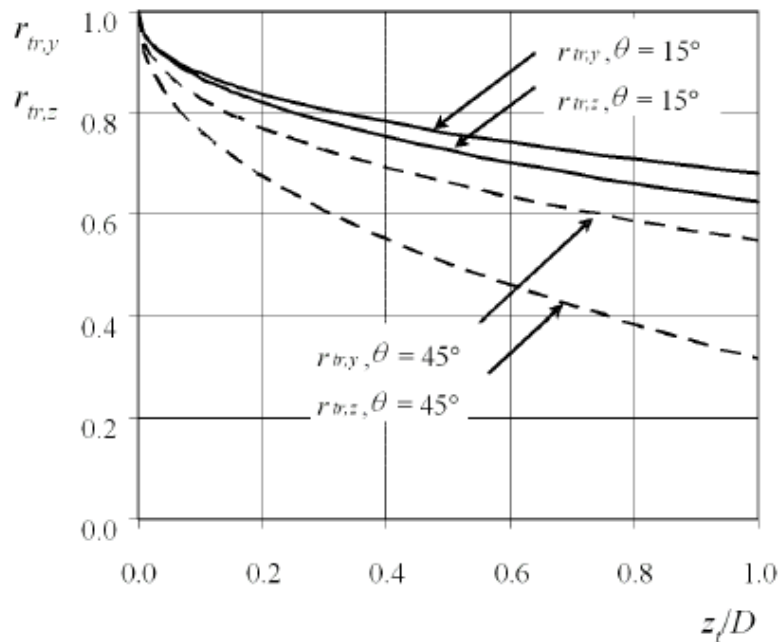
$Z_t$  = kedalaman *trench* (m) (lihat Gambar 2.6)

$D$  = diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)

Kedalaman *trench* harus diambil relatif terhadap *seabed* dengan lebar tidak melebihi 3 kali diameter pipa.



**Gambar 2.6** Definisi Parameter *Trench* (DNVGL-RP-F109, 2017)



**Gambar 2.7** Reduksi Beban Puncak akibat *trenching*  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

## - Resistensi Tanah

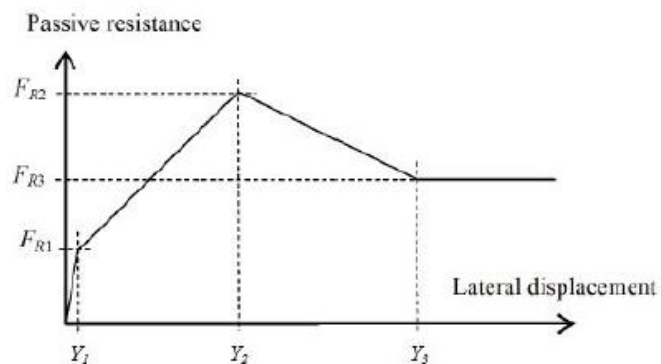
Untuk menghindari gerakan lateral, tanah harus memiliki tahanan yang cukup untuk mengimbangi beban hidrodinamika. Resistensi tanah terdiri dari dua bagian:

1. Coulomb friction
2. Resistensi pasif akibat penumpukan penetrasi tanah saat pipa bergerak secara lateral

Pasir didefinisikan sebagai tanah yang *permeable* dan dengan efek kohesif diabaikan. Lempung didefinisikan sebagai tanah yang tidak *permeable* dengan efek kohesif yang signifikan. Batuan didefinisikan sebagai batuan hancur dengan 50 persen diameter *fractile* lebih besar dari 50 mm. Koefisien gesek  $\mu$ , biasanya, untuk pipa yang menggunakan *concrete coating*, menggunakan 0,6 untuk pasir, 0,2 untuk lempung, dan 0,6 untuk batu.

Model khas untuk resistensi tanah pasif terdiri dari empat daerah yang berbeda (lihat Gambar 2.8):

1. Daerah elastis dimana perpindahan lateralnya kecil
2. Suatu daerah dimana perpindahan signifikan mungkin dialami, dimana interaksi pipa-tanah menyebabkan peningkatan penetrasi dan resistensi tanah pasif
3. Daerah setelah *break-out* dimana penetrasi dan resistensi dan penetrasi berkurang.
4. Ketika perpindahan melebihi biasanya 1 kali diameter, resistensi pasif dan penetrasi dapat diasumsikan konstan.



**Gambar 2.8** Resistensi Pasif (DNVGL-RP-F109, 2017)

Berdasarkan DNVGL-RP-F114 (2017) tentang *pipe-soil interaction for submarine pipelines*, resistensi pasif untuk tanah pasir yakni pada persamaan 2.25 dan 2.26:

$$\frac{F_R}{F_C} = (5 \cdot k_s - 0,15 \cdot k_s^2) \cdot \left(\frac{z_p}{D}\right)^{1,25} \quad \text{untuk } k_s \leq 26.7 \quad (2.25)$$

$$\frac{F_R}{F_C} = k_s \cdot \left(\frac{z_p}{D}\right)^{1,25} \quad \text{untuk } k_s > 26.7 \quad (2.26)$$

Sedangkan untuk tanah lempung pada persamaan 2.27:

$$\frac{F_R}{F_C} = \frac{4,1 \cdot k_c}{G_c^{0,39}} \cdot \left(\frac{z_p}{D}\right)^{1,31} \quad (2.27)$$

Kedalaman penetrasi total merupakan penjumlahan dari kedalaman penetrasi awal dan penetrasi akibat perpindahan pipa yakni pada persamaan 2.28:

$$z_p = z_{pi} + z_{pm} \quad (2.28)$$

Penetrasi awal pada tanah pasir yakni pada persamaan 2.29:

$$\frac{z_{pi}}{D} = 0,037 \cdot k_s^{-0,67} \quad (2.29)$$

Penetrasi awal pada tanah lempung yakni pada persamaan 2.30:

$$\frac{z_{pi}}{D} = 0,0071 \cdot \left(\frac{G_c^{0,3}}{k_c}\right)^{3,2} + 0,062 \cdot \left(\frac{G_c^{0,3}}{k_c}\right)^{0,7} \quad (2.30)$$

dengan:

D = diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)

F<sub>c</sub> = w<sub>s</sub> – F<sub>z</sub>

F<sub>R</sub> = resistensi tanah pasif (N/m)

F<sub>z</sub> = beban hidrodinamika vertikal (lift) (N/m)

G<sub>C</sub> =  $\frac{S_u}{D \cdot \gamma_s}$

S<sub>u</sub> = *undrained clay shear strength*

z<sub>pi</sub> = kedalaman penetrasi awal (m)

z<sub>pm</sub> = kedalaman penetrasi akibat pergerakan pipa (m)

z<sub>p</sub> = kedalaman penetrasi total (m)

γ<sub>s</sub> = *dry unit soil weight* (18,000 N/m<sup>3</sup> untuk *clay*)

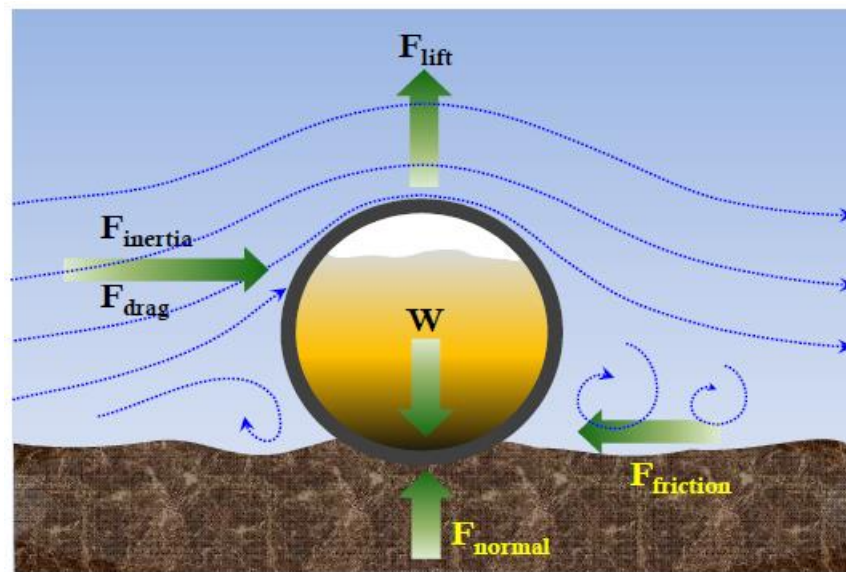
γ'<sub>s</sub> = *submerged unit soil weight*

$$k_C = \frac{S_u \cdot D}{F_C}$$

$$k_S = \frac{\gamma'_s \cdot D^2}{F_C}$$

#### 2.2.4 On-Bottom Stability

Stabilitas pipa bawah laut dipengaruhi oleh pembebanan hidrodinamika dan ketahanan tanah. Bila beban cukup besar, gaya-gaya dapat mengganggu kestabilan pipa yang menyebabkan pengapungan atau gerakan secara lateral. Menurut Bai *et al* (2015), pendekatan yang paling umum digunakan dalam industri untuk menilai stabilitas pipa yang terendam adalah membuat asumsi konservatif berdasarkan pembebanan hidrodinamik dan ketahanan tanah. Pada Gambar 2.9 dibawah ini merupakan skema gaya yang bekerja pada pipa bawah laut (*subsea pipeline*).



**Gambar 2.9** Skema Gaya yang Bekerja pada Pipa Bawah Laut  
(Yu *et al*, 2013)

#### 2.2.5 Kombinasi Pembebanan

Berdasarkan DNVGL-RP-F109 (2017), kondisi beban karakteristik harus mencerminkan respons ekstrim yang paling mungkin selama periode waktu perancangan yang ditentukan.

Untuk kondisi operasional permanen dan fase sementara dengan durasi lebih dari 12 bulan, periode ulang 100 tahun berlaku. Bila informasi rinci tentang probabilitas gabungan gelombang dan arus tidak tersedia, kondisi ini dapat diperkirakan dengan kondisi paling parah di antara dua kombinasi berikut:

- Periode ulang 100 tahun untuk gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 10 tahun untuk arus.
- Periode ulang 10 tahun untuk gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 100 tahun untuk arus.

Untuk fase sementara dengan durasi kurang dari 12 bulan namun lebih dari tiga hari, periode ulang 10 tahun untuk kondisi lingkungan musiman actual berlaku. Pendekatan terhadap kondisi ini adalah dengan menggunakan kondisi yang paling parah di antara dua kombinasi berikut:

- Periode ulang 10 tahun musiman untuk gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 1 tahun musiman untuk arus
- Periode ulang 1 tahun musiman untuk gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 10 tahun musiman untuk arus.

### 2.2.6 Berat Terendam Pipa

Berat terendam pipa yang dihitung saat pipa beroperasi yakni termasuk berat pipa di udara, berat lapisan anti korosi di udara, berat *concrete coating* di udara, berat muatan yang diangkut pipa yang kemudian akan dilawan oleh *buoyancy* nya. Maka dari itu didapatkan persamaan 2.31 dibawah ini:

$$w_s = w_{st} + w_{corr} + w_c + w_{cont} - b \quad (2.31)$$

dengan:

$w_s$  = berat terendam pipa per satuan panjang (N/m)

$w_{st}$  = berat pipa di udara (N/m)

$w_{corr}$  = berat lapisan anti korosi di udara (N/m)

$w_c$  = berat *concrete coating* di udara (N/m)

$w_{cont}$  = berat muatan yang diangkut pipa (N/m)

$b$  = *buoyancy* pipa per satuan panjang (N/m)



### 2.2.7 Stabilitas Vertikal

Untuk menghindari pengapungan di air, berat pipa yang terendam harus memenuhi kriteria berdasarkan persamaan 2.32 yang mengacu pada DNVGL-RP-F109 berikut:

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{S_g} \leq 1,0 \quad (2.32)$$

dengan:

$\gamma_w$  = *Safety Factor* (dengan nilai = 1,1)

$b$  = *buoyancy* pipa per satuan panjang (N/m)

$w_s$  = berat terendam pipa per satuan panjang (N/m)

$S_g$  = *Pipe Specific Density* (kg/m<sup>3</sup>)

### 2.2.8 Absolute Lateral Static Stability

Secara umum penyebab pergerakan lateral adalah karena adanya gaya drag dan gaya inersia di bidang horisontal karena beban gelombang dan arus. Apabila gaya-gaya tersebut cukup besar untuk mengalahkan gesekan *seabed*, maka gerakan lateral dimungkinkan terjadi.

Namun metode *absolute lateral static stability* memberikan persyaratan statis mutlak untuk *lateral on-bottom pipelines* berdasarkan keseimbangan gaya statis yang memastikan bahwa daya tahan pipa terhadap gerakan cukup untuk menahan beban hidrodinamika maksimum selama *sea state*.

Adapun kriteria agar memenuhi persyaratan *absolute lateral static stability* seperti pada persamaan 2.33 berikut:

$$\gamma_{sc} \cdot \frac{F_y^* + \mu \cdot F_z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1,0 \quad (2.33)$$

dengan:

$\gamma_{sc}$  = *Safety Factor*

$F_y^*$  = beban hidrodinamika puncak arah horisontal (N/m)

$F_z^*$  = beban hidrodinamika puncak arah vertikal (N/m)

$\mu$  = koefisien gesekan

$w_s$  = berat terendam pipa per satuan panjang (N/m)

$F_R$  = resistensi tanah pasif (N/m)

Untuk mencari nilai  $\gamma_{sc}$  dalam kondisi badai musim dingin, dapat dilihat di Tabel 2.2 dan 2.3 dibawah ini:

**Tabel 2.2** *Safety Factor*, Badai Musim Dingin di Laut Utara  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

<i>Soil type</i>	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.98	1.32	1.67
Clay	1.00	1.40	1.83

**Tabel 2.3** *Safety Factor*, Badai Musim Dingin di Teluk Meksiko dan Laut Selatan (DNVGL-RP-F109, 2017)

<i>Soil type</i>	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.41	1.99
Clay	0.97	1.50	2.16

Sedangkan untuk kondisi siklon maka *safety factor*-nya dapat dilihat di Tabel 2.4 dan 2.5 dibawah ini:

**Tabel 2.4** *Safety Factor* kondisi siklon di North West Shelf  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

<i>Soil type</i>	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.50	2.16
Clay	0.95	1.56	2.31

**Tabel 2.5** *Safety Factor* kondisi siklon di Teluk Meksiko  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

<i>Soil type</i>	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.64	2.46
Clay	0.93	1.64	2.54

Kemudian pada metode ini,  $F_y^*$  dan  $F_z^*$  memiliki persamaan tersendiri yakni persamaan 2.34 dan 2.35 sebagai berikut:

$$F_y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_y^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.34)$$

dan

$$F_z^* = r_{tot,z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_z^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.35)$$

dengan:

$F_y^*$  = beban hidrodinamika puncak arah horisontal (N/m)

$F_z^*$  = beban hidrodinamika puncak arah vertikal (N/m)

$r_{tot}$  = faktor reduksi beban

$\rho_w$  = massa jenis air laut ( $\text{kg/m}^3$ )

$D$  = diameter luar pipa termasuk semua *coating* (m)

$C_y^*$  = koefisien beban puncak horisontal

$C_z^*$  = koefisien beban puncak vertikal

$U^*$  = *oscillatory velocity amplitude for single design oscillation perpendicular to pipeline*

$V^*$  = *steady current velocity associated with design oscillation, perpendicular to pipeline*

Sementara  $U^*$  dan  $V^*$  didapatkan dari persamaan 2.12 dan 2.14 yang telah dibahas sebelumnya. Kemudian untuk koefisien beban puncak baik arah horisontal maupun arah vertikal dapat dicari melalui Tabel 2.6 dan 2.7 dibawah ini:

**Tabel 2.6** Koefisien Beban Puncak Horisontal  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

$C_y^*$		$K^*$										
		2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	$\geq 140$
$M^*$	0.0	13.0	6.80	4.55	3.33	2.72	2.40	2.15	1.95	1.80	1.52	1.30
	0.1	10.7	5.76	3.72	2.72	2.20	1.90	1.71	1.58	1.49	1.33	1.22
	0.2	9.02	5.00	3.15	2.30	1.85	1.58	1.42	1.33	1.27	1.18	1.14
	0.3	7.64	4.32	2.79	2.01	1.63	1.44	1.33	1.26	1.21	1.14	1.09
	0.4	6.63	3.80	2.51	1.78	1.46	1.32	1.25	1.19	1.16	1.10	1.05
	0.6	5.07	3.30	2.27	1.71	1.43	1.34	1.29	1.24	1.18	1.08	1.00
	0.8	4.01	2.70	2.01	1.57	1.44	1.37	1.31	1.24	1.17	1.05	1.00
	1.0	3.25	2.30	1.75	1.49	1.40	1.34	1.27	1.20	1.13	1.01	1.00
	2.0	1.52	1.50	1.45	1.39	1.34	1.20	1.08	1.03	1.00	1.00	1.00
	5.0	1.11	1.10	1.07	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

**Tabel 2.7** Koefisien Beban Puncak Vertikal  
(DNVGL-RP-F109, 2017)

$C_z^*$		$K^*$										
		$\leq 2.5$	5	10	20	30	40	50	60	70	100	$\geq 140$
$M^*$	0.0	5.00	5.00	4.85	3.21	2.55	2.26	2.01	1.81	1.63	1.26	1.05
	0.1	3.87	4.08	4.23	2.87	2.15	1.77	1.55	1.41	1.31	1.11	0.97
	0.2	3.16	3.45	3.74	2.60	1.86	1.45	1.26	1.16	1.09	1.00	0.90
	0.3	3.01	3.25	3.53	2.14	1.52	1.26	1.10	1.01	0.99	0.95	0.90
	0.4	2.87	3.08	3.35	1.82	1.29	1.11	0.98	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.6	2.21	2.36	2.59	1.59	1.20	1.03	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.8	1.53	1.61	1.80	1.18	1.05	0.97	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	1.0	1.05	1.13	1.28	1.12	0.99	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	2.0	0.96	1.03	1.05	1.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	5.0	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	10	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90

Untuk nilai  $K^*$  dan  $M^*$  dapat dicari melalui persamaan 2.36 dan persamaan 2.37 dibawah ini:

$$K^* = \frac{U^* \cdot T^*}{D} \quad (2.36)$$

dan

$$M^* = \frac{V^*}{U^*} \quad (2.37)$$

dengan:

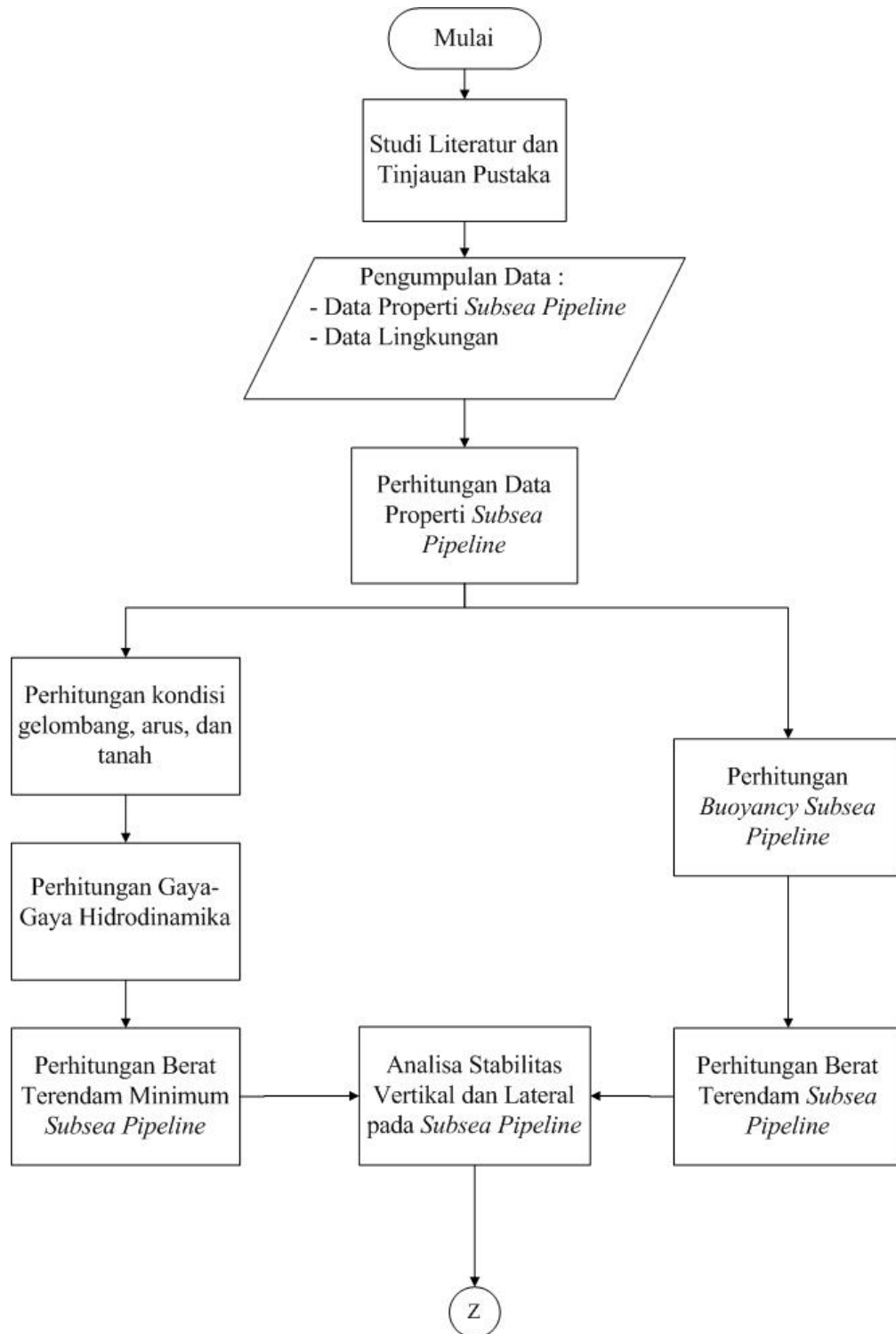
$K^*$  = Keulegan-Carpenter number for single design oscillation

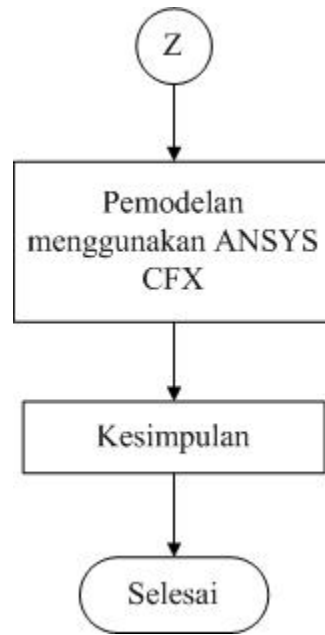
$M^*$  = Steady to oscillatory velocity ratio for single design oscillation

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Metode Penelitian

Gambar 3.1 dibawah ini merupakan diagram alir pengerjaan Tugas Akhir.





**Gambar 3.1** Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

### 3.2 Tahap-Tahap Penelitian

Adapun penjelasan tahap-tahap dalam diagram alir yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 yakni sebagai berikut:

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

Mengumpulkan dan mempelajari referensi berupa buku, jurnal, tugas akhir, dan *codes&standards* yang berhubungan dengan Tugas Akhir analisis *on-bottom stability*.

2. Pengumpulan Data

Data yang digunakan pada penelitian Tugas Akhir ini merupakan data milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ yang akan digunakan sebagai studi kasus.

3. Perhitungan Data Properti *Subsea Pipeline*

Perhitungan ini meliputi perhitungan diameter luar pipa termasuk semua coating, perhitungan berat pipa di udara, perhitungan berat lapisan anti korosi di udara, perhitungan berat *concrete coating*, dan perhitungan berat muatan pada pipa.

#### 4. Perhitungan *Buoyancy Subsea Pipeline*

Perhitungan ini meliputi perhitungan besar gaya apung pada pipa untuk memperoleh berat terendam pipa.

#### 5. Perhitungan Berat Terendam *Subsea Pipeline*

Setelah menghitung properti dan *buoyancy* pada pipa, selanjutnya yakni menghitung berat terendam pipa. Berat terendam pipa yang dimaksud adalah hasil penjumlahan semua perhitungan dimulai dari perhitungan diameter luar pipa termasuk semua coating, perhitungan berat pipa di udara, perhitungan berat lapisan anti korosi di udara, perhitungan berat *concrete coating*, dan perhitungan berat muatan pada pipa dikurangkan dengan perhitungan *buoyancy*. Berat terendam pipa bawah laut adalah:

$$w_s = w_{st} + w_{corr} + w_c + w_{cont} - b \quad (3.1)$$

#### 6. Perhitungan Kondisi Gelombang, Arus, dan Tanah

Perhitungan kondisi gelombang, arus, dan tanah sesuai dengan persamaan yang terdapat di DNVGL-RP-F109. Untuk kondisi gelombang, menggunakan persamaan spektrum JONSWAP, untuk arus menggunakan persamaan arus, dan untuk kondisi tanah menggunakan persamaan resistensi pasif.

#### 7. Perhitungan Gaya-Gaya Hidrodinamika

Perhitungan gaya-gaya hidrodinamika disesuaikan dengan persamaan yang terdapat pada DNVGL-RP-F109. Perhitungan yang dimaksud disini adalah perhitungan gaya hidrodinamika puncak arah horisontal dan arah vertikal ( $F_y^*$  dan  $F_z^*$ ), yang nantinya dipakai untuk analisis lateral pada *subsea pipeline*. Gaya  $F_y^*$  dan  $F_z^*$  dapat dihitung menggunakan persamaan 3.2 dan 3.3 berikut ini:

$$F_y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_y^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (3.2)$$

dan

$$F_z^* = r_{tot,z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_z^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (3.3)$$

#### 8. Perhitungan Berat Terendam Minimum *Subsea Pipeline*

Menghitung berat terendam minimum *subsea pipeline* sebagai pengecekan terhadap berat terendam *subsea pipeline* apakah sudah memenuhi atau tidak.

#### 9. Analisis Stabilitas Vertikal dan Lateral pada *Subsea Pipeline*

Pada tahap ini, analisis stabilitas vertikal dan lateral mengacu pada kriteria yang terdapat di DNVGL-RP-F109. Analisis ini dilakukan pada *subsea pipeline* dengan tebal *concrete coating* 50 mm, kemudian dilakukan pengecekan analisis stabilitas vertikal dan lateral, diharapkan nilainya kurang dari atau sama dengan 1. (Lihat persamaan 3.4 dan 3.5)

##### a. Stabilitas Vertikal

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{S_g} \leq 1,0 \quad (3.4)$$

##### b. *Absolute Lateral Static Stability*

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_y^* + \mu \cdot F_z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1,0 \quad (3.5)$$

#### 10. Pemodelan Menggunakan ANSYS CFX

Pemodelan dilakukan dengan menggunakan ANSYS CFX untuk mengetahui hasil gaya dari arah horisontal dan arah vertikal akibat dari kecepatan aliran. Pemodelan dilakukan untuk *subsea pipeline* dengan tebal *concrete coating* 50 mm dan diameter 0,5144 m. Setelah mendapatkan hasil gaya dari kedua arah (horisontal dan vertikal) selanjutnya dilakukan pengecekan stabilitas lateral statis mutlak menurut DNVGL-RP-F109.

#### 11. Kesimpulan

Menarik kesimpulan berdasarkan seluruh rangkaian analisis sehingga diperoleh informasi.



## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Pengumpulan Data

Studi kasus yang digunakan adalah pipa bawah laut dengan tipe *flowline* yang mengangkut minyak mentah (*crude oil*) dari platform MMF menuju platform LPRO sepanjang  $\pm 23$  km. Data yang disajikan meliputi data material dan dimensi pipa beserta data lingkungan yang diperoleh dari dokumen inspeksi PT. Biro Klasifikasi Indonesia (Persero). Data material dan dimensi pipa beserta data lingkungan diperoleh dari data dasar disain pipa bawah laut 16" MMF-LPRO milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ. Data-data tersebut dapat dilihat pada tabel 4.1 – tabel 4.4 dibawah ini:

**Tabel 4.1** Data Pipeline

Data Pipeline		
Deskripsi	Nilai	Satuan
Steel Grade	API 5L X52 PSL-2 Offshore	-
Process Manufacture	ERW/HFERW	-
Outside Diameter (OD)	16 (406,4)	inch (mm)
Wall Thickness	0,5 (12,7)	inch (mm)
Corrosion Allowance	3	mm
Steel Density	7850	kg/m <sup>3</sup>
Content Density	961,27	kg/m <sup>3</sup>
SMYS @50°C	360	MPa
SMTS @50°C	460	MPa
Poisson Ratio	0,3	-
Design Temperature	200 (93,33)	°F (°C)
Design Pressure	6,21 (900)	MPa (psig)
Maximum Operating Temperature	90 (32,2)	°F (°C)
Maximum Operating Pressure	1,6 (230)	MPa (psig)
Young's Modulus	207,000	MPa

**Tabel 4.2** Data Coating Pipeline

<b>Data Coating Pipeline</b>		
<b>Deskripsi</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
Anti-Corrosion Coating Thickness	4	mm
Concrete Coating Thickness	50	mm
Anti-Corrosion Coating Density	1282	kg/m <sup>3</sup>
Concrete Coating Density	3040	kg/m <sup>3</sup>

**Tabel 4.3** Data Lingkungan

<b>Data Lingkungan</b>			
<b>Deskripsi</b>	<b>Nilai</b>		<b>Satuan</b>
	<b>1 tahun</b>	<b>100 tahun</b>	
Significant Wave Height, Hs	2,0	3,1	m
Significant Wave Period, Ts	7,1	8,5	sec
Peak Period for Design Spectrum, Tp	7,14	8,88	sec
Current Velocity (90% Water Depth)	0,50	0,53	m/s
Storm Surge	0,05	0,22	m
Highest Astronomical Tide (HAT), Above MSL	0,57		m
Lowest Astronomical Tide (LAT), Below MSL	-0.47		m
Seawater Density	1025		kg/m <sup>3</sup>
Seabed Temperature (Min-Max)	59-77 (15-25)		°F (°C)
Water Depth	7,8		m

**Tabel 4.4** Data Tanah

<b>Data Tanah</b>		
<b>Deskripsi</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
Jenis Tanah	Very Soft Clay	-
Submerged Unit Soil Weight, $\gamma'_s$	8000	N/m <sup>3</sup>
Undrained Shear Strength	2000	Pa
Dry Unit Soil Weight, $\gamma_s$	18000	N/m <sup>3</sup>

#### 4.2 Perhitungan Properti & Buoyancy Subsea Pipeline

Perhitungan properti pipa bawah laut 16” meliputi perhitungan diameter luar pipa termasuk semua coating, perhitungan berat pipa di udara, perhitungan berat lapisan anti korosi di udara, perhitungan berat *concrete coating*, dan perhitungan berat muatan pada pipa. Berikut hasil perhitungan properti *subsea pipeline* yang disajikan pada tabel 4.5 berikut ini:

**Tabel 4.5** Pipa Bawah Laut dengan Tebal *Concrete Coating* 50 mm

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa termasuk semua coating	D	0,5144	m
Berat pipa di udara	$w_{st}$	930,942	N/m
Berat lapisan anti karat di udara	$w_{corr}$	64,860	N/m
Berat lapisan <i>concrete coating</i> di udara	$w_c$	2175,48	N/m
Berat muatan yang diangkut pipa	$w_{cont}$	1109,24	N/m

Sedangkan untuk nilai *buoyancy* (gaya apung) yakni **2089,7 N/m**. Tahap-tahap perhitungan dijelaskan lebih rinci pada Lampiran A poin A.1. dan poin A.2. halaman A-1 dan A-2.

#### 4.3 Berat Terendam *Subsea Pipeline*

Untuk menghitung berat terendam *subsea pipeline* dapat menggunakan persamaan 4.1 berikut ini:

$$w_s = w_{st} + w_{corr} + w_c + w_{cont} - b \quad (4.1)$$

Sehingga hasil berat terendam pipa bawah laut adalah sebesar **2190,82 N/m**. Tahap perhitungan ini dijelaskan lebih rinci pada Lampiran A poin A.3 halaman A-2.

#### 4.4 Kondisi Gelombang, Arus, dan Tanah

Berdasarkan DNVGL-RP-F109, untuk mengetahui kondisi gelombang dapat menggunakan spektrum JONSWAP seperti pada persamaan 4.2 dibawah ini:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \cdot \gamma^{\exp\left(-0,5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma \cdot \omega_p}\right)^2\right)} \quad (4.2)$$

Langkah pertama yakni menemukan parameter-parameter untuk menghitung spektrum JONSWAP, lihat tabel 4.6 dibawah ini:

**Tabel 4.6** Parameter untuk Spektrum JONSWAP

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Frekuensi gelombang puncak	$\omega_p$	0,7076	rad/s
Fungsi distribusi	$\phi$	5,043	-
<i>Peak-enhancement factor</i>	$\gamma$	1	-
Konstanta generalized philips'	$\alpha$	0,007822	-

Tahap-tahap pada hasil perhitungan Tabel 4.6 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1 subpoin a – subpoin d halaman B-1 hingga B-4.

Kemudian, menentukan nilai angka gelombang dengan menggunakan persamaan 4.3 berikut:

$$\frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d) \quad (4.3)$$

Angka gelombang didapatkan melalui iterasi pada kedalaman 7,8 meter. Nilai angka gelombang pada kedalaman 7,8 meter dapat dilihat pada tabel 4.7 dibawah ini:

**Tabel 4.7** Nilai Angka Gelombang pada Kedalaman 7,8 meter

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
Angka gelombang	k	7,8 m	0,08666	-

Tahap perhitungan nilai angka gelombang pada Tabel 4.7 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.1. subpoin e halaman B-4 hingga B-5.

Langkah berikutnya setelah mendapatkan nilai angka gelombang yaitu mencari nilai fungsi transfer  $G$  dengan menggunakan persamaan 4.4 berikut:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k.d)}, \text{ dengan } \omega = 0 \text{ sampai dengan } 3 \quad (4.4)$$

dimana fungsi transfer  $G$  mentransformasi elevasi permukaan laut menjadi kecepatan aliran yang diinduksi gelombang di dasar laut, lihat Lampiran B tabel B.4 pada halaman B-6 hingga B-7.

Selanjutnya mencari nilai momen spektrum melalui *wave induced velocity spectrum* (lihat Lampiran B poin B.1. subpoin B.1.1.g halaman B-8 – B10). Sehingga nilai momen spektrum nya dapat dilihat pada tabel 4.8 berikut ini:

**Tabel 4.8** Nilai Momen Spektrum  $M_0$  dan  $M_2$

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Momen spektra orde pertama	$M_0$	1,0438	-
Momen spektra orde kedua	$M_2$	1,7658	-

Setelah nilai-nilai momen spektrum telah didapatkan, maka nilai kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa dan nilai mean zero up-crossing period osilasi aliran pada permukaan pipa dapat dicari menggunakan persamaan 4.5 dan 4.6 berikut ini:

$$U_s = 2\sqrt{M_0} \quad (4.5)$$

dan

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (4.6)$$

Nilai  $U_s$  dan  $T_u$  pada pipa bawah laut dengan kedalaman 7,8 meter masing masing nilainya dapat dilihat pada tabel 4.9 dibawah ini:

**Tabel 4.9** Hasil Nilai  $U_s$  dan  $T_u$

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
Amplitudo kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa	$U_s$	7,8 m	2,043	m/s
Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
<i>Mean zero up-crossing period</i>	$T_u$	7,8 m	4,831	s

Tahap-tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.9 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.1. subpoin e – subpoin h pada halaman B-4 hingga B-11.

Langkah selanjutnya, menemukan nilai  $U^*$  dan  $T^*$  untuk menghitung stabilitas lateral pada pipa bawah laut. Nilai keduanya dapat dilihat pada tabel 4.10 dibawah ini.

**Tabel 4.10** Hasil Nilai  $U^*$  dan  $T^*$

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
<i>Oscillatory velocity amplitude for single design oscillation, perpendicular to pipeline</i>	$U^*$	7,8 m	4,234	m/s
<i>Period associated with single design oscillation</i>	$T^*$	7,8 m	4,924	s

Dari Tabel 4.10, nilai  $U^*$  dan  $T^*$  menjadi lebih besar nilainya daripada  $U_s$  dan  $T_u$  akibat pengaruh badai yang terjadi sehingga menimbulkan kecepatan maksimum dan periode maksimum. Tahap-tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.10 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.1. subpoin i halaman B-11 hingga B-12.

Untuk kecepatan aliran akibat arus menggunakan yang sesuai dengan persamaan yang ada di DNVGL-RP-F109 seperti pada persamaan 4.7 berikut:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z+z_0) - \ln z_0}{\ln(z_r+z_0) - \ln z_0} \cdot \sin \theta_c \quad (4.7)$$

Dengan catatan bahwa  $z_0$  bernilai  $5 \times 10^{-6}$  m (*silt and clay*). Sudut yang digunakan adalah  $90^\circ$  karena pada arah tersebut aliran yang diakibatkan oleh arus sangat kencang, lihat tabel 4.11:

**Tabel 4.11** Kecepatan Aliran Akibat Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Kecepatan arus pada elevasi pipa	$V(z)$	0,5144 m	7,8 m	0,4536	m/s

Tahap-tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.11 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.2. halaman B-12 – B-14.

Koefisien reduksi beban sangat perlu diperhitungkan dalam analisis ini, karena beban hidrodinamikanya dapat berkurang atau tereduksi. Koefisien reduksi dapat dihitung menggunakan persamaan 4.8 berikut ini:

$$r_{tot,i} = r_{perm,i} \cdot r_{pen,i} \cdot r_{tr,i} \quad (4.8)$$

Koefisien reduksi beban ini berlaku baik untuk arah horisontal maupun vertikal. Nilai-nilai koefisien reduksi beban dapat dilihat pada tabel 4.12 dibawah ini:

**Tabel 4.12** Faktor reduksi Beban pada Pipa Bawah Laut

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Faktor reduksi beban arah horisontal	$r_{tot,y}$	0,868	-
Faktor reduksi beban arah vertikal	$r_{tot,z}$	0,705	-

Tahap-tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.12 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.3. subpoin B.1.3.1.a – B.1.3.1.c halaman B-14 – B-15.

Kemudian, dalam analisis ini cukup menggunakan tahanan pasif untuk lempung yang nantinya akan berkaitan dengan analisis stabilitas lateral. Tahanan

pasif tanah sangat penting diketahui karena sangat berpengaruh pada saat pipa kondisi operasi yang gunanya untuk mereduksi beban hidrodinamika.

Untuk menghitung tahanan pasif tanah lempung dapat menggunakan persamaan 4.9 berikut:

$$\frac{F_R}{F_C} = \frac{4,1 \cdot k_c}{G_c^{0,39}} \cdot \left(\frac{z_p}{D}\right)^{1,31} \quad (4.9)$$

Nilai tahanan pasif tanah (*passive soil resistance*) pada pipa bawah laut dengan diameter total 0,5144 meter dapat dilihat pada tabel 4.13 berikut:

**Tabel 4.13** Nilai Tahanan Pasif Tanah

Parameter	Notasi	Diameter	Nilai	Satuan
Tahanan pasif tanah	$F_R$	0,5144 m	349,202	N/m

Pada Tabel 4.13, nilai tahanan pasif tanah sangat dipengaruhi oleh penetrasi pipa kedalam tanah ( $z_p$ ), hal ini berbanding lurus dengan berat terendam pipa. Jika pipa semakin berat, maka penetrasi pipa kedalam tanah semakin dalam sehingga nilai tahanan pasif-nya akan semakin besar pula. Tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.13 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.1.3. subpoin B.1.3.2 halaman B-15.

#### 4.5 Gaya-Gaya Hidrodinamika

Berdasarkan metode *absolute lateral static stability*, gaya *drag*, gaya lift, dan gaya inersia digantikan dengan gaya hidrodinamika puncak arah horisontal dan gaya hidrodinamika puncak arah vertikal begitu pula dengan koefisien-koefisiennya.

##### a. Gaya hidrodinamika puncak arah horisontal

Gaya hidrodinamika puncak arah horisontal terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan kecepatan partikel air yang disebabkan oleh gelombang dan arus yang bekerja secara lateral. Faktor reduksi beban total



juga mempengaruhi nilai gaya hidrodinamika puncak arah horisontal. Nilainya dapat dihitung menggunakan persamaan 4.10 berikut:

$$F_y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_y^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (4.10)$$

Analisis yang dilakukan yakni pada pipa bawah laut yang memiliki diameter total 0,5144 meter pada saat kondisi operasi dengan kedalaman 7,8 meter. Hasil nilai gaya hidrodinamika puncak arah horisontal pada pipa bawah laut akibat gelombang dan arus dengan kedalaman 7,8 meter dapat dilihat pada tabel 4.14 dibawah ini:

**Tabel 4.14** Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horisontal akibat Gelombang dan Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Gaya hidrodinamika puncak arah horisontal	$F_y^*$	0,5144 m	7,8 m	9384,32	N/m

b. Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal

Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan kecepatan partikel air disebabkan oleh gelombang dan arus yang bekerja secara vertikal. Faktor reduksi beban total juga mempengaruhi nilai gaya hidrodinamika puncak arah vertikal. Nilainya dapat dihitung menggunakan persamaan 4.11 berikut:

$$F_z^* = r_{tot,z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_z^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (4.11)$$

Analisis yang dilakukan yakni pada pipa bawah laut yang memiliki diameter total 0,5144 meter pada saat kondisi operasi dengan kedalaman 7,8 meter. Hasil nilai gaya hidrodinamika puncak arah vertikal pada pipa bawah laut akibat gelombang dan arus dengan kedalaman 7,8 meter dapat dilihat pada tabel 4.15 dibawah ini:

**Tabel 4.15** Nilai Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Vertikal akibat Gelombang dan Arus

Parameter	Notasi	Diameter	Kedalaman	Nilai	Satuan
Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal	$F_z^*$	0,5144 m	7,8 m	7087,67	N/m

Nilai gaya hidrodinamika pada Tabel 4.14 dan 4.15 sangat dipengaruhi oleh kecepatan partikel air akibat gelombang yang dipengaruhi oleh durasi badai selama 4 jam ( $U^*$ ) dan arus pada elevasi pipa ( $V^*$ ). Tahap-tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.14 dan Tabel 4.15 dijelaskan lebih rinci pada Lampiran B poin B.2. halaman B-15 hingga B-18.

#### 4.6 Berat Terendam Minimum *Subsea Pipeline*

Perhitungan berat terendam minimum *subsea pipeline* bertujuan agar berat terendam melampaui nilai minimum yang telah diketahui, tujuannya agar pipa bawah laut stabil baik secara vertikal maupun lateralnya. Nilai berat terendam minimum secara vertikal pada pipa bawah laut dengan diameter total 0,5144 meter yakni sebesar **208,97 N/m**. Sedangkan nilai berat terendam minimum secara lateral yakni sebesar **48482,6 N/m**. Tahap perhitungan berat terendam minimum secara vertikal dapat dilihat pada Lampiran A poin A.4. halaman A-2, sedangkan untuk tahap perhitungan berat terendam minimum secara lateral dapat dilihat pada Lampiran B poin B.3. halaman B-18.

#### 4.7 Analisis Stabilitas Vertikal dan Lateral pada *Subsea Pipeline*

##### a. Analisis Stabilitas Vertikal

Analisis stabilitas vertikal dilakukan untuk mengetahui apakah berat pipa saat di udara mampu melawan gaya apungnya saat tercelup air laut. Jika pipa mampu melawan gaya apung dan meletak di dasar laut maka pipa dapat dikatakan stabil. Menurut DNVGL-RPF-109, pipa bawah laut dikatakan stabil secara vertikal jika memenuhi kriteria seperti pada persamaan 4.12 berikut:

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{s_g} \leq 1,0 \quad (4.12)$$

Untuk mengetahui nilai stabilitas vertikal pipa bawah laut pada kedalaman 7,8 meter dapat dilihat tabel 4.16 dibawah ini:

**Tabel 4.16** Nilai Stabilitas Vertikal

Diameter	Kedalaman	Nilai Stabilitas Vertikal	Keterangan
0,5144 m	7,8 meter	0,537	STABIL

Dari Tabel 4.16, pipa bawah laut lolos kriteria stabilitas vertikal berdasarkan DNVGL-RP-F109 dengan nilai 0,537. Itu artinya pipa bawah laut mampu melawan gaya apung-nya sehingga pipa bawah laut dapat meletak di *seabed* saat beroperasi. Tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.16 dapat dilihat pada Lampiran A poin A.5 halaman A-2.

b. Analisis Stabilitas Lateral

Analisis stabilitas lateral dilakukan untuk mengetahui apakah pipa tetap stabil bila terkena beban yang diakibatkan oleh gelombang dan arus. Berdasarkan DNVGL-RPF-109, pipa bawah laut dikatakan stabil secara lateral jika memenuhi kriteria seperti pada persamaan 4.13 berikut:

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_y^* + \mu \cdot F_z^*}{\mu \cdot w_s + F_R} \leq 1,0 \quad (4.13)$$

Untuk mengetahui nilai *absolute lateral static stability* pipa bawah laut pada kedalaman 7,8 meter, lihat tabel 4.17 dibawah ini:

**Tabel 4.17** Nilai Stabilitas Lateral

Diameter	Kedalaman	Nilai Stabilitas Lateral	Keterangan
0,5144 m	7,8 meter	12,76	TIDAK STABIL

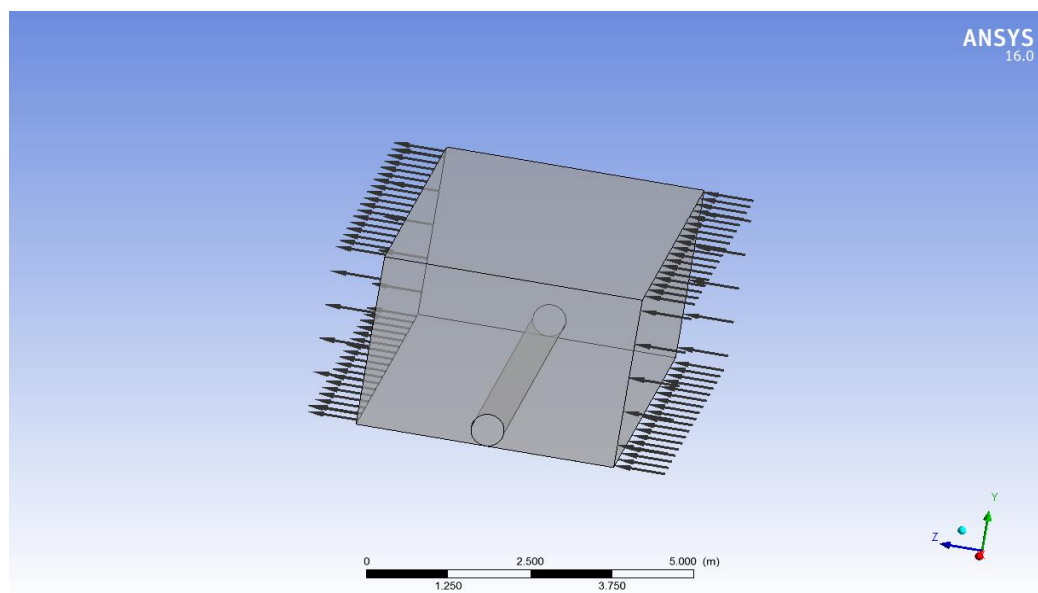
Pada Tabel 4.17 menunjukkan bahwa pipa bawah laut tidak memenuhi kriteria *absolute lateral static stability* pada kedalaman 7,8 meter karena beban hidrodinamika yang terlalu besar tidak sebanding dengan nilai tahanan pasif tanahnya dan pipa bawah laut dalam kondisi *unburied* (tidak terkubur). Akibatnya pipa bawah laut saat kondisi operasi akan bergeser, hal ini menyebabkan pipa bawah laut akan mengalami kegagalan-kegagalan salah satunya pipa akan patah.

Sehingga, direkomendasikan untuk dilakukan *pipeline burial* minimal sesuai dengan peraturan Pemerintah 300.K/38/M.PE/1997 Pasal 13 Ayat 3 yakni pipa dengan kedalaman dasar laut kurang dari 13 meter harus ditanam sekurang-kurangnya 2 m.

Pipa bawah laut juga dapat diberi sistem pemberat tambahan berupa *concrete mattress* untuk menambah stabilitasnya. Tahap perhitungan hasil pada Tabel 4.17 dapat dilihat pada Lampiran B poin B.4 halaman B-18.

#### 4.8 Pemodelan *Subsea Pipeline* dengan Menggunakan ANSYS CFX

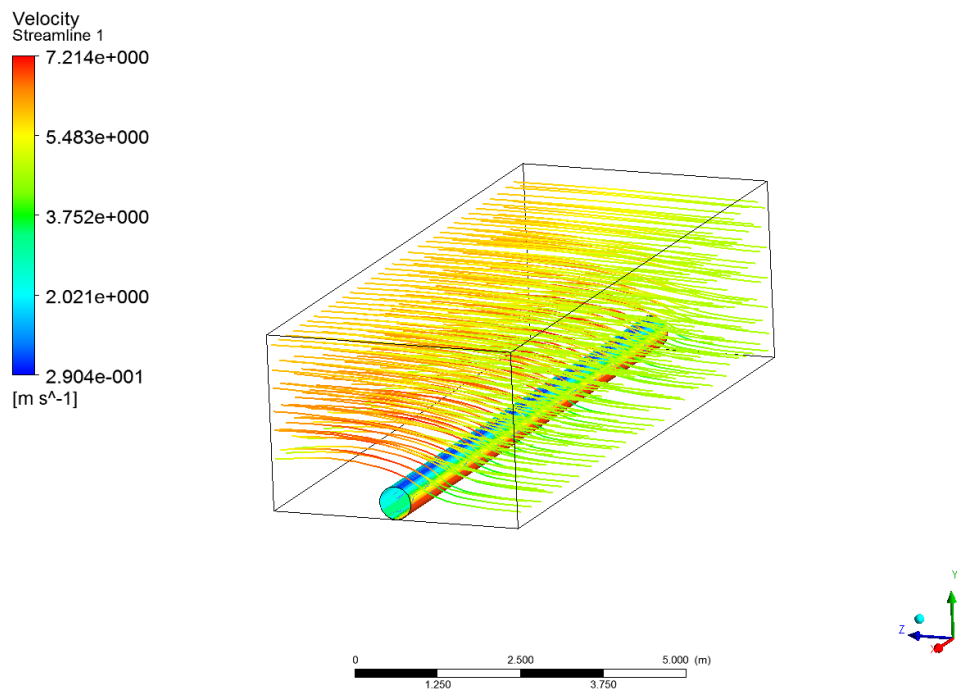
Pemodelan pipa bawah laut dilakukan pada *software* ANSYS CFX dengan memberikan kecepatan aliran yang terjadi pada pipa bawah laut sebesar 4,6876 m/s di area *inlet* (arah datang arus) dan memodelkan pipa bawah laut sepanjang 10 meter di dalam ANSYS CFX dengan diameter yang telah diketahui yakni 0,5144 meter. Lihat gambar 4.1 dibawah ini.



**Gambar 4.1** Model Pipa Bawah Laut di ANSYS CFX

Pada pemodelan ANSYS CFX, tanah dimodelkan sebagai *No Slip Wall* yang memiliki kekasaran sebesar  $5 \times 10^{-6}$  m, letaknya berada dibawah pipa, sedangkan bagian atas, kiri, dan kanan diasumsikan sebagai dinding *Free Slip Wall*. Sedangkan *meshing* diasumsikan *default* karena model pipa homogen (memiliki diameter yang sama) sehingga sudah dioptimalkan oleh ANSYS CFX.

Tujuan dari pemodelan ANSYS CFX yakni untuk mengetahui besar gaya arah horisontal dan vertikal pada pipa bawah laut saat dikenakan oleh kecepatan aliran sebesar 4,6876 m/s. Hasil simulasi ANSYS CFX dapat dilihat pada gambar 4.2 dibawah ini.



**Gambar 4.2** Simulasi Aliran pada Model Pipa Bawah Laut

Dari hasil simulasi pemodelan dengan menggunakan ANSYS CFX, maka dapat diketahui besar gaya horisontal ( $F_y$ ) dan gaya vertikal ( $F_z$ ). Besar gaya horisontal ( $F_y$ ) dan gaya vertikal ( $F_z$ ) pada pipa berdiameter 0,5144 meter dengan kedalaman 7,8 meter yang memiliki kecepatan aliran sebesar 4,6876 m/s dapat dilihat pada tabel 4.18 dibawah ini:

**Tabel 4.18** Hasil Nilai Gaya dari Pemodelan ANSYS CFX

Parameter	Notasi	Kedalaman	Nilai	Satuan
Gaya Horisontal	Fy	7,8 m	8504,31	N/m
Gaya Vertikal	Fz		9307,35	

Setelah mengetahui hasil masing-masing gaya, dengan memasukkan kedalam persamaan 4.13, maka didapatkan nilai stabilitas lateral seperti pada tabel 4.19 dibawah ini:

**Tabel 4.19** Nilai Stabilitas Lateral Pemodelan ANSYS CFX

Diameter	Kedalaman	Nilai Stabilitas Lateral	Keterangan
0,5144 m	7,8 m	12,244	TIDAK STABIL

Setelah mendapatkan nilai stabilitas lateral pemodelan ANSYS CFX, langkah berikutnya yakni mencari besar *error* terhadap perhitungan manual. Lihat tabel 4.22 dibawah ini:

**Tabel 4.20** Nilai *Error* Kalkulasi ANSYS CFX terhadap Kalkulasi Manual

Diameter	Kedalaman	<i>Error</i>
0,5144 m	7,8 m	0,04

Dari hasil Tabel 4.20, hasil kalkulasi ANSYS CFX terhadap kalkulasi manual masih dapat di toleransi dan diterima karena *error* hanya 0,04 atau 4%

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan analisis dan pembahasan *on-bottom stability* pada pipa bawah laut yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Besar gaya hidrodinamika puncak arah horisontal dengan kedalaman 7,8 meter adalah 9384,32 N/m. Besar gaya hidrodinamika puncak arah vertikal dengan kedalaman 7,8 meter adalah 7087,67 N/m. Besar *passive resistance* pada pipa bawah laut dengan kedalaman 7,8 meter adalah 349,202 N/m.
2. Berdasarkan kriteria *on-bottom stability* DNVGL-RP-F109, pipa bawah laut (*subsea pipeline*) stabil secara vertikal dengan nilai 0,537 sehingga pipa bawah laut dapat meletak di dasar laut (*seabed*), akan tetapi dengan metode *absolute lateral static stability* pipa bawah laut tidak stabil secara lateral dengan nilai 12,76 pada kedalaman 7,8 meter sehingga pipa bergerak secara lateral dan mengalami kegagalan, maka direkomendasikan untuk dilakukan *pipeline burial* minimal sesuai dengan peraturan Pemerintah 300.K/38/M.PE/1997 Pasal 13 Ayat 3 yakni pipa dengan kedalaman dasar laut kurang dari 13 meter harus ditanam sekurang-kurangnya 2 m. Pipa bawah laut juga dapat diberi sistem pemberat tambahan berupa *concrete mattress* untuk menambah stabilitasnya dan mengurangi pergerakan secara lateral.

#### **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian lanjut pada tugas akhir dengan topik ini yakni:

1. Dapat ditambahkan mengenai analisis *on-bottom stability* dengan metode *generalized lateral stability*.

2. Pemodelan simulasi aliran dapat menggunakan ANSYS Fluid Flow (Fluent) untuk input lebih mendetail.



## DAFTAR PUSTAKA

- Amin, M.R.A. 2014. **Analisa Stabilitas On-Bottom Pipa Bawah Laut: Studi Kasus Pipa APNE-A PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Bai, Yong dan Qiang Bai. 2014. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. Waltham, USA : Elsevier
- Bai, Yong *et al.* 2015. Reliability-Based Design of Subsea Light Weight Pipeline against Lateral Stability. **Marine Structures**. 43: 107-124.
- Braestrup, M. W. editor. 2005. **Design and Installation of Marine Pipelines**. UK : Blackwell Science Ltd
- Chukwu, O. W., C.V. Ossia, dan C.O. Akhigbemidu. Estimating On-Bottom Stability of Offshore Pipelines in Shallow Waters of the Gulf of Guinea. **International Journal of Mechanical Engineering and Applications**. 4(3): 115-122.
- Djarmiko, Eko B. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak**. Surabaya : itspress
- DNVGL-RP-F109. 2017. **On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines**. Recommended Practice. Norway: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- DNVGL-RP-F114. 2017. **Pipe-Soil Interaction for Submarine Pipelines**. Recommended Practice. Norway: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- Guo, Boyun. *et al.* 2005. **Offshore Pipeline**. Burlington, USA: Elsevier.
- Mentamben. 1997. **Keselamatan Kerja Pipa Penyalut Minyak dan Gas Bumi**. Indonesia: Mentamben.
- Sibuea, Clinton. 2016. **Analisis On-Bottom Stability dan Local Buckling: Studi Kasus Pipa Bawah Laut dari Platform ULA menuju Platform UW**. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga University Press.

Yu, S.Y. *et al.* An Optimum Design of On-Bottom Stability of Offshore Pipelines on Soft Clay. **International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering**. 5: 598-613.

**LAMPIRAN A**  
**PERHITUNGAN STABILITAS VERTIKAL**  
***ON-BOTTOM STABILITY***

### A.1. Perhitungan Data Properties Subsea Pipeline

- Diameter pipa termasuk semua coating adalah:

$$D = OD + 2t_{corr} + 2t_c$$

$$D = 0,4064 + 2 \cdot 0,004 + 2 \cdot 0,05$$

$$D = \mathbf{0,5144 \text{ m}}$$

- Berat pipa di udara adalah:

$$W_{st} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{st} \cdot ((OD)^2 - (OD - 2(t_{st} - corr allowance))^2)g$$

$$W_{st} = \frac{\pi}{4} \cdot 7850 \cdot ((0,4064)^2 - (0,4064 - 2(0,0127 - 0,003))^2)9,81$$

$$W_{st} = \mathbf{930,942 \text{ N/m}}$$

- Berat concrete coating di udara adalah:

$$W_c = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_c \cdot [(D)^2 - (D - 2(t_c))^2]g$$

$$W_c = \frac{\pi}{4} \cdot 3040 \cdot [(0,5144)^2 - (0,5144 - 2(0,05))^2]9,81$$

$$W_c = \mathbf{2175,48 \text{ N/m}}$$

- Berat lapisan anti korosi di udara adalah:

$$W_{corr} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{corr} \cdot [(OD + 2(t_{corr}))^2 - (OD)^2]g$$

$$W_{corr} = \frac{\pi}{4} \cdot 1282 \cdot [(0,4064 + 2(0,004))^2 - (0,4064)^2]9,81$$

$$W_{corr} = \mathbf{64,860 \text{ N/m}}$$

- Berat muatan yang diangkut pipa adalah:

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{cont} \cdot (OD - 2(t_{st} - corr allowance))^2)g$$

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} \cdot 961,27 \cdot (0,4064 - 2(0,0127 - 0,003))^2)9,81$$

$$W_{cont} = \mathbf{1109,24 \text{ N/m}}$$

### A.2. Perhitungan Buoyancy

- Buoyancy pipa per satuan panjang adalah:

$$b = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot (D)^2 \cdot g$$

$$b = \frac{\pi}{4} \cdot 1025 \cdot (0,5144)^2 \cdot 9,81$$

$$b = \mathbf{2089,7 \text{ N/m}}$$

### A.3. Perhitungan Berat Terendam

- Berat terendam *subsea pipeline* adalah:

$$W_s = W_{st} + W_c + W_{corr} + W_{cont} - b$$

$$W_s = 930,942 + 2175,48 + 64,860 + 1109,24 - 2089,7$$

$$W_s = \mathbf{2190,82 \text{ N/m}}$$

### A.4. Perhitungan Berat Terendam Minimum Vertikal *Subsea Pipeline*

Vertikal:

$$w_{s, \min} = (\gamma_w \cdot b) - b$$

$$w_{s, \min} = (1,1 \cdot 2089,7) - 2089,7$$

$$w_{s, \min} = \mathbf{208,97 \text{ N/m}}$$

### A.5. Perhitungan Stabilitas Vertikal

- Dengan menggunakan persamaan berikut mengenai stabilitas vertikal berdasarkan DNVGL-RP-F109, maka:

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_s + b} = \frac{\gamma_w}{S_g} \leq 1,0$$

$$1,1 \cdot \frac{2089,7}{2190,82 + 2089,7} \leq 1,0$$

$$\mathbf{0,537 \leq 1,0 \text{ (STABIL)}}$$

**LAMPIRAN B**

**PERHITUNGAN *ABSOLUTE LATERAL-  
STATIC STABILITY  
ON-BOTTOM STABILITY***

## B.1. Perhitungan Gelombang, Arus, dan Tanah

### B.1.1. Perhitungan Gelombang

Diketahui data lingkungan sebagai berikut:

**Tabel B.1** Data Gelombang

Data Lingkungan			
Deskripsi	Nilai		Satuan
	1 tahun	100 tahun	
Significant Wave Height, $H_s$	2,0	3,1	m
Significant Wave Period, $T_s$	7,1	8,5	sec
Peak Period for Design Spectrum, $T_p$	7,14	8,88	sec
Water Depth	7,8 ; 14 ; 30		m

- a. Menghitung fungsi distribusi dan *peak-enhancement factor*

$$\varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} = \frac{8,88}{\sqrt{3,1}} = 5,043$$

maka,  $\gamma = 1$  (sesuai dengan persamaan dibawah ini)

$$\gamma = \begin{cases} 5,0 & \varphi \leq 3,6 \\ \exp(5,75 - 1,15\varphi) & 3,6 < \varphi < 5,0; \\ 1,0 & \varphi \geq 5,0 \end{cases} \quad \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}$$

Sesuai dengan persamaan diatas, maka nilai  $\gamma = 1$

- b. Menghitung frekuensi gelombang puncak

$$\omega_p = \frac{2\pi}{T_p} = \frac{2 \cdot 3,14}{8,88} = 0,7076 \text{ rad/s}$$

- c. Menghitung konstanta generalized philips'

Nilai  $\alpha$  dapat dicari sesuai dengan persamaan berikut :

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0,287 \cdot \ln \gamma)$$

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{(3,1)^2 (0,7076)^4}{(9,81)^2} \cdot (1 - 0,287 \cdot \ln(1))$$

$$\alpha = 0,007822$$

d. Menentukan parameter lebar spektra

Parameter lebar spektra didapat dari:

$$\sigma = \begin{cases} 0,07 & \text{jika } \omega \leq \omega_p \\ 0,09 & \text{jika } \omega > \omega_p \end{cases}$$

Setelah mendapatkan parameter-parameter diatas, kemudian menggunakan persamaan spektrum JONSWAP sebagai berikut:

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \cdot \gamma^{\exp\left(-0,5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma \cdot \omega_p}\right)^2\right)}$$

Lihat tabel B.2 dibawah ini:

**Tabel B.2** Spektrum JONSWAP Gelombang 100 Tahun

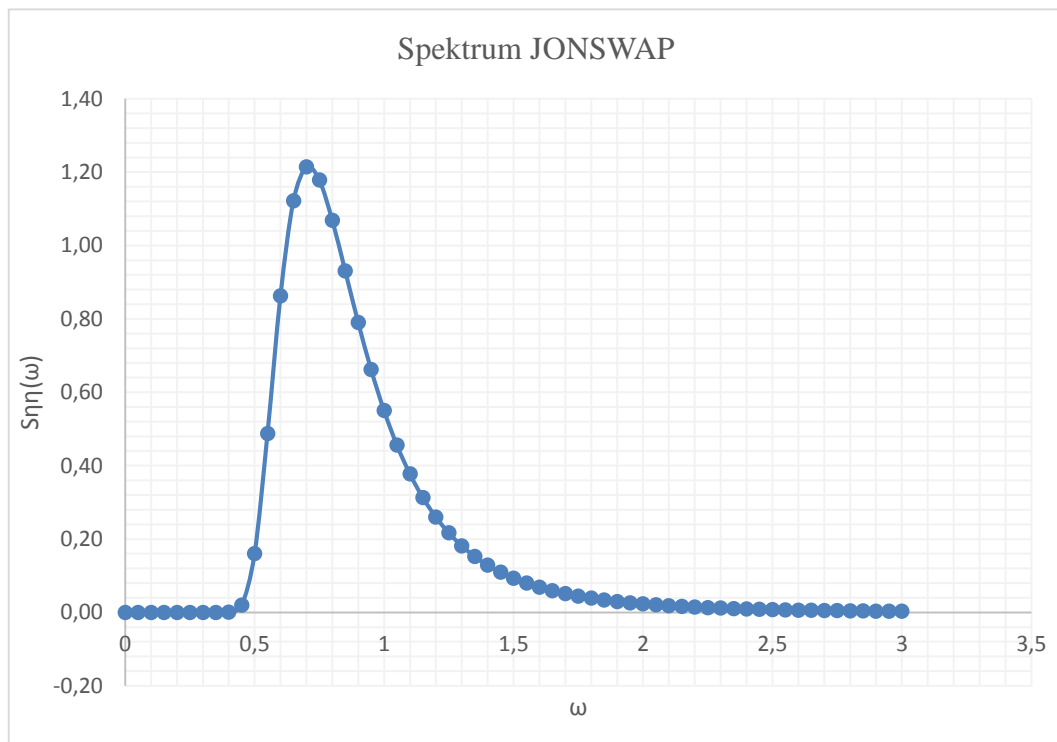
$\omega$	$\omega_p$	$\gamma$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$
0	0.7076	1	0.07	0
0.05	0.7076	1	0.07	0.00
0.1	0.7076	1	0.07	0.00
0.15	0.7076	1	0.07	0.00
0.2	0.7076	1	0.07	0.00
0.25	0.7076	1	0.07	0.00
0.3	0.7076	1	0.07	0.00
0.35	0.7076	1	0.07	0.00
0.4	0.7076	1	0.07	0.00
0.45	0.7076	1	0.07	0.02
0.5	0.7076	1	0.07	0.16
0.55	0.7076	1	0.07	0.49
0.6	0.7076	1	0.07	0.86
0.65	0.7076	1	0.07	1.12
0.7	0.7076	1	0.07	1.21
0.75	0.7076	1	0.09	1.18



$\omega$	$\omega p$	$\gamma$	$\sigma$	$S\eta(\omega)$
0.8	0.7076	1	0.09	1.07
0.85	0.7076	1	0.09	0.93
0.9	0.7076	1	0.09	0.79
0.95	0.7076	1	0.09	0.66
1	0.7076	1	0.09	0.55
1.05	0.7076	1	0.09	0.46
1.1	0.7076	1	0.09	0.38
1.15	0.7076	1	0.09	0.31
1.2	0.7076	1	0.09	0.26
1.25	0.7076	1	0.09	0.22
1.3	0.7076	1	0.09	0.18
1.35	0.7076	1	0.09	0.15
1.4	0.7076	1	0.09	0.13
1.45	0.7076	1	0.09	0.11
1.5	0.7076	1	0.09	0.09
1.55	0.7076	1	0.09	0.08
1.6	0.7076	1	0.09	0.07
1.65	0.7076	1	0.09	0.06
1.7	0.7076	1	0.09	0.05
1.75	0.7076	1	0.09	0.04
1.8	0.7076	1	0.09	0.04
1.85	0.7076	1	0.09	0.03
1.9	0.7076	1	0.09	0.03
1.95	0.7076	1	0.09	0.03
2	0.7076	1	0.09	0.02
2.05	0.7076	1	0.09	0.02
2.1	0.7076	1	0.09	0.02
2.15	0.7076	1	0.09	0.02
2.2	0.7076	1	0.09	0.01
2.25	0.7076	1	0.09	0.01
2.3	0.7076	1	0.09	0.01
2.35	0.7076	1	0.09	0.01
2.4	0.7076	1	0.09	0.01
2.45	0.7076	1	0.09	0.01
2.5	0.7076	1	0.09	0.01
2.55	0.7076	1	0.09	0.01
2.6	0.7076	1	0.09	0.01
2.65	0.7076	1	0.09	0.01
2.7	0.7076	1	0.09	0.01
2.75	0.7076	1	0.09	0.00

$\omega$	$\omega_p$	$\gamma$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$
2.8	0.7076	1	0.09	0.00
2.85	0.7076	1	0.09	0.00
2.9	0.7076	1	0.09	0.00
2.95	0.7076	1	0.09	0.00
3	0.7076	1	0.09	0.00

Kemudian di plot ke dalam grafik:



e. Menghitung nilai k (angka gelombang)

Nilai k yang akan digunakan pada fungsi transfer G didapatkan melalui iterasi dari persamaan berikut:

$$\frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d)$$

Dengan asumsi  $\tanh(k \cdot d)$  bernilai 1 untuk menentukan k awal, maka:

$$\frac{0,7076^2}{9,81} = k_{awal}$$

$$0,05103 = k_{awal}$$

Kemudian dilakukan iterasi menggunakan tabel untuk mendapatkan nilai k:

**Tabel B.3** Iterasi Angka Gelombang

No	kx asumsi	d	g	$\omega$	kx.d	$\tanh(kx.d)$	k	error
1	0.05103	7.8	9.81	0.7076	0.3980	0.378266	0.13492	62%
2	0.13492	7.8	9.81	0.7076	1.0524	0.782721	0.06520	-107%
3	0.06520	7.8	9.81	0.7076	0.5086	0.468832	0.10885	40%
4	0.10885	7.8	9.81	0.7076	0.8491	0.690582	0.07390	-47%
5	0.07390	7.8	9.81	0.7076	0.5764	0.520064	0.09813	25%
6	0.09813	7.8	9.81	0.7076	0.7654	0.644262	0.07921	-24%
7	0.07921	7.8	9.81	0.7076	0.6179	0.549643	0.09285	15%
8	0.09285	7.8	9.81	0.7076	0.7242	0.619525	0.08238	-13%
9	0.08238	7.8	9.81	0.7076	0.6425	0.566627	0.09007	9%
10	0.09007	7.8	9.81	0.7076	0.7025	0.605968	0.08422	-7%
11	0.08422	7.8	9.81	0.7076	0.6569	0.576307	0.08855	5%
12	0.08855	7.8	9.81	0.7076	0.6907	0.598448	0.08528	-4%
13	0.08528	7.8	9.81	0.7076	0.6652	0.581794	0.08772	3%
14	0.08772	7.8	9.81	0.7076	0.6842	0.594250	0.08588	-2%
15	0.08588	7.8	9.81	0.7076	0.6699	0.584894	0.08725	2%
16	0.08725	7.8	9.81	0.7076	0.6806	0.591899	0.08622	-1%
17	0.08622	7.8	9.81	0.7076	0.6725	0.586641	0.08699	1%
18	0.08699	7.8	9.81	0.7076	0.6786	0.590581	0.08641	-1%
19	0.08641	7.8	9.81	0.7076	0.6740	0.587625	0.08685	1%
20	0.08685	7.8	9.81	0.7076	0.6774	0.589840	0.08652	0%
21	0.08652	7.8	9.81	0.7076	0.6749	0.588179	0.08677	0%
22	0.08677	7.8	9.81	0.7076	0.6768	0.589424	0.08658	0%
23	0.08658	7.8	9.81	0.7076	0.6754	0.588490	0.08672	0%
24	0.08672	7.8	9.81	0.7076	0.6764	0.589191	0.08662	0%
25	0.08662	7.8	9.81	0.7076	0.6756	0.588666	0.08670	0%
26	0.08670	7.8	9.81	0.7076	0.6762	0.589059	0.08664	0%
27	0.08664	7.8	9.81	0.7076	0.6758	0.588764	0.08668	0%
28	0.08668	7.8	9.81	0.7076	0.6761	0.588985	0.08665	0%
29	0.08665	7.8	9.81	0.7076	0.6759	0.588819	0.08667	0%
30	0.08667	7.8	9.81	0.7076	0.6760	0.588944	0.08665	0%
31	0.08665	7.8	9.81	0.7076	0.6759	0.588851	0.08667	0%
32	0.08667	7.8	9.81	0.7076	0.6760	0.588921	0.08666	0%
33	0.08666	7.8	9.81	0.7076	0.6759	0.588868	0.08667	0%
34	0.08667	7.8	9.81	0.7076	0.6760	0.588907	0.08666	0%
35	0.08666	7.8	9.81	0.7076	0.6759	0.588878	0.08666	0%

Setelah dilakukan iterasi, maka nilai k = 0,08666

f. Mencari nilai fungsi transfer G

Setelah memperoleh nilai angka gelombang (k), kemudian dimasukkan ke persamaan berikut untuk memperoleh nilai fungsi transfer G pada kedalaman 7,8 meter:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)}, \text{ dengan } \omega = 0 \text{ sampai dengan } 3$$

**Tabel B.4** Nilai Fungsi Transfer G pada Kedalaman 7,8 meter

$\omega$	k	d	$\sinh(k \cdot d)$	$G(\omega)$
0	0.08666	7.8	0.7286	0
0.05	0.08666	7.8	0.7286	0.069
0.1	0.08666	7.8	0.7286	0.137
0.15	0.08666	7.8	0.7286	0.206
0.2	0.08666	7.8	0.7286	0.274
0.25	0.08666	7.8	0.7286	0.343
0.3	0.08666	7.8	0.7286	0.412
0.35	0.08666	7.8	0.7286	0.480
0.4	0.08666	7.8	0.7286	0.549
0.45	0.08666	7.8	0.7286	0.618
0.5	0.08666	7.8	0.7286	0.686
0.55	0.08666	7.8	0.7286	0.755
0.6	0.08666	7.8	0.7286	0.823
0.65	0.08666	7.8	0.7286	0.892
0.7	0.08666	7.8	0.7286	0.961
0.75	0.08666	7.8	0.7286	1.029
0.8	0.08666	7.8	0.7286	1.098
0.85	0.08666	7.8	0.7286	1.167
0.9	0.08666	7.8	0.7286	1.235
0.95	0.08666	7.8	0.7286	1.304
1	0.08666	7.8	0.7286	1.372
1.05	0.08666	7.8	0.7286	1.441
1.1	0.08666	7.8	0.7286	1.510
1.15	0.08666	7.8	0.7286	1.578
1.2	0.08666	7.8	0.7286	1.647
1.25	0.08666	7.8	0.7286	1.716
1.3	0.08666	7.8	0.7286	1.784
1.35	0.08666	7.8	0.7286	1.853
1.4	0.08666	7.8	0.7286	1.921
1.45	0.08666	7.8	0.7286	1.990

$\omega$	$k$	$d$	$\sinh(k.d)$	$G(\omega)$
1.5	0.08666	7.8	0.7286	2.059
1.55	0.08666	7.8	0.7286	2.127
1.6	0.08666	7.8	0.7286	2.196
1.65	0.08666	7.8	0.7286	2.265
1.7	0.08666	7.8	0.7286	2.333
1.75	0.08666	7.8	0.7286	2.402
1.8	0.08666	7.8	0.7286	2.470
1.85	0.08666	7.8	0.7286	2.539
1.9	0.08666	7.8	0.7286	2.608
1.95	0.08666	7.8	0.7286	2.676
2	0.08666	7.8	0.7286	2.745
2.05	0.08666	7.8	0.7286	2.813
2.1	0.08666	7.8	0.7286	2.882
2.15	0.08666	7.8	0.7286	2.951
2.2	0.08666	7.8	0.7286	3.019
2.25	0.08666	7.8	0.7286	3.088
2.3	0.08666	7.8	0.7286	3.157
2.35	0.08666	7.8	0.7286	3.225
2.4	0.08666	7.8	0.7286	3.294
2.45	0.08666	7.8	0.7286	3.362
2.5	0.08666	7.8	0.7286	3.431
2.55	0.08666	7.8	0.7286	3.500
2.6	0.08666	7.8	0.7286	3.568
2.65	0.08666	7.8	0.7286	3.637
2.7	0.08666	7.8	0.7286	3.706
2.75	0.08666	7.8	0.7286	3.774
2.8	0.08666	7.8	0.7286	3.843
2.85	0.08666	7.8	0.7286	3.911
2.9	0.08666	7.8	0.7286	3.980
2.95	0.08666	7.8	0.7286	4.049
3	0.08666	7.8	0.7286	4.117

g. Mencari nilai *wave induced velocity spectrum*

Setelah nilai fungsi transfer  $G$  diperoleh, selanjutnya untuk mencari nilai *wave induced velocity spectrum* menggunakan persamaan berikut:

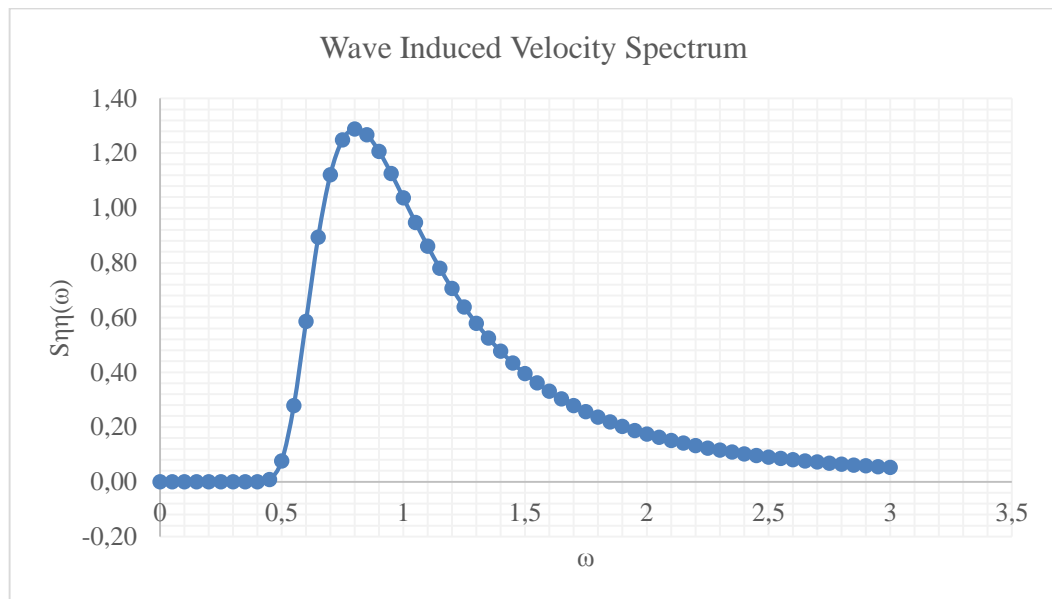
$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega)$$

**Tabel B.5** Nilai *Wave Induced Velocity Spectrum*

$\omega$	$\omega_p$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$G^2(\omega)$	$S_{uu}(\omega)$	FS	M0	M1	M2	M4
0	0.7076	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0.05	0.7076	0	0.069	0.0047	0.00	4	0.00	0.00	0.00	0.00
0.1	0.7076	0	0.137	0.0188	0.00	2	0.00	0.00	0.00	0.00
0.15	0.7076	0.00	0.206	0.0424	0.00	4	0.00	0.00	0.00	0.00
0.2	0.7076	0.00	0.274	0.0753	0.00	2	0.00	0.00	0.00	0.00
0.25	0.7076	0.00	0.343	0.1177	0.00	4	0.00	0.00	0.00	0.00
0.3	0.7076	0.00	0.412	0.1695	0.00	2	0.00	0.00	0.00	0.00
0.35	0.7076	0.00	0.480	0.2307	0.00	4	0.00	0.00	0.00	0.00
0.4	0.7076	0.00	0.549	0.3014	0.00	2	0.00	0.00	0.00	0.00
0.45	0.7076	0.02	0.618	0.3814	0.01	4	0.03	0.01	0.01	0.00
0.5	0.7076	0.16	0.686	0.4709	0.08	2	0.15	0.08	0.04	0.01
0.55	0.7076	0.49	0.755	0.5698	0.28	4	1.11	0.61	0.34	0.10
0.6	0.7076	0.86	0.823	0.6781	0.59	2	1.17	0.70	0.42	0.15
0.65	0.7076	1.12	0.892	0.7958	0.89	4	3.57	2.32	1.51	0.64
0.7	0.7076	1.21	0.961	0.9230	1.12	2	2.24	1.57	1.10	0.54
0.75	0.7076	1.18	1.029	1.0595	1.25	4	4.99	3.75	2.81	1.58
0.8	0.7076	1.07	1.098	1.2055	1.29	2	2.58	2.06	1.65	1.06
0.85	0.7076	0.93	1.167	1.3609	1.27	4	5.07	4.31	3.66	2.65
0.9	0.7076	0.79	1.235	1.5257	1.21	2	2.41	2.17	1.95	1.58
0.95	0.7076	0.66	1.304	1.6999	1.13	4	4.50	4.28	4.06	3.67
1	0.7076	0.55	1.372	1.8836	1.04	2	2.07	2.07	2.07	2.07
1.05	0.7076	0.46	1.441	2.0766	0.95	4	3.79	3.98	4.17	4.60
1.1	0.7076	0.38	1.510	2.2791	0.86	2	1.72	1.89	2.08	2.52
1.15	0.7076	0.31	1.578	2.4910	0.78	4	3.12	3.59	4.12	5.45
1.2	0.7076	0.26	1.647	2.7123	0.71	2	1.41	1.69	2.03	2.93
1.25	0.7076	0.22	1.716	2.9431	0.64	4	2.55	3.19	3.99	6.24
1.3	0.7076	0.18	1.784	3.1832	0.58	2	1.16	1.50	1.95	3.30
1.35	0.7076	0.15	1.853	3.4328	0.52	4	2.10	2.83	3.82	6.97
1.4	0.7076	0.13	1.921	3.6918	0.48	2	0.95	1.33	1.87	3.66
1.45	0.7076	0.11	1.990	3.9602	0.43	4	1.73	2.51	3.64	7.66
1.5	0.7076	0.09	2.059	4.2380	0.39	2	0.79	1.18	1.78	4.00
1.55	0.7076	0.08	2.127	4.5253	0.36	4	1.44	2.24	3.47	8.33

$\omega$	$\omega_p$	$S\eta\eta(\omega)$	$G(\omega)$	$G^2(\omega)$	$Suu(\omega)$	FS	M0	M1	M2	M4
1.6	0.7076	0.07	2.196	4.8219	0.33	2	0.66	1.06	1.69	4.33
1.65	0.7076	0.06	2.265	5.1280	0.30	4	1.21	2.00	3.29	8.97
1.7	0.7076	0.05	2.333	5.4435	0.28	2	0.56	0.95	1.61	4.64
1.75	0.7076	0.04	2.402	5.7684	0.26	4	1.02	1.79	3.13	9.60
1.8	0.7076	0.04	2.470	6.1028	0.24	2	0.47	0.85	1.53	4.95
1.85	0.7076	0.03	2.539	6.4465	0.22	4	0.87	1.61	2.98	10.22
1.9	0.7076	0.03	2.608	6.7997	0.20	2	0.40	0.77	1.46	5.26
1.95	0.7076	0.03	2.676	7.1623	0.19	4	0.75	1.46	2.85	10.82
2	0.7076	0.02	2.745	7.5343	0.17	2	0.35	0.70	1.39	5.56
2.05	0.7076	0.02	2.813	7.9157	0.16	4	0.65	1.33	2.72	11.42
2.1	0.7076	0.02	2.882	8.3066	0.15	2	0.30	0.63	1.33	5.86
2.15	0.7076	0.02	2.951	8.7068	0.14	4	0.56	1.21	2.60	12.02
2.2	0.7076	0.01	3.019	9.1165	0.13	2	0.26	0.58	1.27	6.16
2.25	0.7076	0.01	3.088	9.5356	0.12	4	0.49	1.11	2.49	12.61
2.3	0.7076	0.01	3.157	9.9641	0.12	2	0.23	0.53	1.22	6.45
2.35	0.7076	0.01	3.225	10.4020	0.11	4	0.43	1.02	2.39	13.19
2.4	0.7076	0.01	3.294	10.8494	0.10	2	0.20	0.49	1.17	6.74
2.45	0.7076	0.01	3.362	11.3061	0.10	4	0.38	0.94	2.29	13.77
2.5	0.7076	0.01	3.431	11.7723	0.09	2	0.18	0.45	1.13	7.03
2.55	0.7076	0.01	3.500	12.2479	0.08	4	0.34	0.87	2.21	14.36
2.6	0.7076	0.01	3.568	12.7329	0.08	2	0.16	0.42	1.08	7.32
2.65	0.7076	0.01	3.637	13.2274	0.08	4	0.30	0.80	2.13	14.93
2.7	0.7076	0.01	3.706	13.7312	0.07	2	0.14	0.39	1.04	7.61
2.75	0.7076	0.00	3.774	14.2445	0.07	4	0.27	0.75	2.05	15.51
2.8	0.7076	0.00	3.843	14.7672	0.06	2	0.13	0.36	1.01	7.90
2.85	0.7076	0.00	3.911	15.2993	0.06	4	0.24	0.69	1.98	16.09
2.9	0.7076	0.00	3.980	15.8408	0.06	2	0.12	0.34	0.97	8.19
2.95	0.7076	0.00	4.049	16.3918	0.05	4	0.22	0.65	1.91	16.66
3	0.7076	0.00	4.117	16.9521	0.05	1	0.05	0.16	0.47	4.24
JUMLAH							<b>62.63</b>	<b>74.73</b>	<b>105.95</b>	<b>342.09</b>

Kemudian di plot ke dalam grafik:



Selanjutnya mencari nilai momen spektra  $M_0$ ,  $M_1$ ,  $M_2$ , dan  $M_4$ ;

$$M_0 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma M_0$$

$$M_0 = \frac{1}{3} \cdot 0,05 \cdot 62,63$$

$$M_0 = 1,0438$$

$$M_1 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma M_1$$

$$M_1 = \frac{1}{3} \cdot 0,05 \cdot 74,73$$

$$M_1 = 1,2455$$

$$M_2 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma M_2$$

$$M_2 = \frac{1}{3} \cdot 0,05 \cdot 105,95$$

$$M_2 = 1,7658$$

$$M_4 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma M_4$$

$$M_4 = \frac{1}{3} \cdot 0,05 \cdot 342,09$$

$$M_4 = 5,7016$$

h. Mencari nilai  $U_s$  dan  $T_u$

Untuk mencari nilai amplitudo kecepatan aliran signifikan pada permukaan pipa ( $U_s$ ) dapat menggunakan persamaan berikut:



$$U_s = 2\sqrt{M_0}$$

$$U_s = 2\sqrt{1,0438}$$

$$U_s = 2,045 \text{ m/s}$$

Sedangkan untuk nilai *mean zero up-crossing period* nya dapat menggunakan persamaan berikut:

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}}$$

$$T_u = 2.3,14 \sqrt{\frac{1,0438}{1,2455}}$$

$$T_u = 4,831 \text{ detik}$$

i. Mencari nilai  $U^*$  dan  $T^*$

Pada DNVGL-RP-F109, untuk mencari  $U^*$  (kecepatan amplitude osilasi disain tunggal), dapat menggunakan persamaan berikut:

$$k_U = \frac{U^*}{U_s} = \frac{1}{2} \cdot \left( \sqrt{2 \cdot \ln \tau} + \frac{0,5772}{\sqrt{2 \cdot \ln \tau}} \right), \text{ dengan } \tau = T/T_u$$

dimana  $T$  adalah durasi *storm*

$$\tau = 4 \cdot 3600 / 4,831$$

$$\tau = 2981$$

$$k_U = \frac{U^*}{2,043} = \frac{1}{2} \cdot \left( \sqrt{2 \cdot \ln 2981} + \frac{0,5772}{\sqrt{2 \cdot \ln 2981}} \right)$$

$$\frac{U^*}{2,043} = 2,0721$$

$$U^* = 4,234 \text{ m/s}$$

Sedangkan untuk mencari nilai  $T^*$  (periode kecepatan osilasi disain tunggal) dapat menggunakan persamaan berikut:

$$k_T = \frac{T^*}{T_u} = \begin{cases} k_t - 5 \cdot (k_t - 1) \cdot T_n/T_u & \text{untuk } T_n/T_u \leq 0,2 \\ 1 & \text{untuk } T_n/T_u > 0,2 \end{cases}$$

$$T_n/T_u = \frac{\sqrt{\frac{d}{g}}}{T_u} = \frac{\sqrt{\frac{7,8}{9,81}}}{4,831} = 0,1846$$

maka,

$$\frac{T^*}{T_u} = k_t - 5 \cdot (k_t - 1) \cdot T_n/T_u$$

dimana,

$$k_t = \begin{cases} 1,25 & \text{untuk } \gamma = 1,0 \\ 1,21 & \text{untuk } \gamma = 3,3 \\ 1,17 & \text{untuk } \gamma = 5,0 \end{cases}$$

sehingga,

$$\frac{T^*}{4,831} = 1,25 - 5 \cdot (1,25 - 1) \cdot 0,1846$$

$$T^* = 4,924 \text{ detik}$$

### B.1.2. Perhitungan Arus

Diketahui:

**Tabel B.6** Parameter-Parameter untuk Mengitung Kecepatan Arus Steady

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa termasuk semua coating	D	0,5144	m
Sudut antara arah datang arus dan pipa	$\theta_c$	90	°
Kedalaman	d	7,8	m
Kecepatan arus acuan pada pipa (90% WD)	$V(z_r)$	0,50	-

Untuk menghitung kecepatan arus *steady*, berdasarkan DNVGL-RP-F109, persamaan berikut dapat digunakan:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z + z_0) - \ln z_0}{\ln(z_r + z_0) - \ln z_0} \cdot \sin \theta_c$$

#### a. Menghitung $z_r$

Data pengukuran untuk perhitungan kecepatan arus *steady* diukur di kedalaman 90% *Water Depth*, sehingga nilai  $z_r$ :

$$z_r = d - (90\% \times d)$$

$$z_r = 7,8 - (90\% \times 7,8)$$

$$z_r = 0,78 \text{ m}$$

- b. Menentukan nilai  $z_0$

$z_0$  merupakan parameter kekasaran *seabed* yang dapat ditentukan pada tabel, nilainya yang dipilih yakni pada jenis tanah *silt and clay*.

**Tabel B.7** Nilai Kekasaran *Seabed*

<i>Seabed</i>	<i>Grain size <math>d_{50}</math> [mm]</i>	<i>Roughness <math>z_0</math> [m]</i>
Silt and clay	0.0625	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
Fine sand	0.25	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	0.5	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
Coarse sand	1.0	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	4.0	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	25	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	125	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	500	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

- c. Menghitung nilai  $z$

$z$  merupakan elevasi di atas *seabed*, yang nilainya dapat dicari dengan persamaan:

$$z = D/2$$

$$z = 0,2572 \text{ m}$$

- d. Menghitung kecepatan arus pada elevasi pipa

Setelah menemukan nilai-nilai yang diperlukan, selanjutnya yaitu menggunakan persamaan berikut:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z + z_0) - \ln z_0}{\ln(z_r + z_0) - \ln z_0} \cdot \sin \theta_c$$

$$V(z) = 0,50 \cdot \frac{\ln(0,2572 + 5 \cdot 10^{-6}) - \ln(5 \cdot 10^{-6})}{\ln(0,78 + 5 \cdot 10^{-6}) - \ln(5 \cdot 10^{-6})} \cdot \sin 90$$

$$V(z) = 0,4536 \text{ m/s}$$

### B.1.3. Perhitungan Tanah

#### B.1.3.1. Koefisien Reduksi Beban

- a. Menghitung koefisien reduksi beban pada pipa akibat *permeable seabed*

Reduksi beban akibat *permeable seabed* untuk tanah berjenis *clay* yakni:

$$r_{perm,z} = 0,7$$

- b. Menghitung koefisien reduksi beban pada pipa akibat penetrasi

Langkah yang digunakan untuk menghitung penetrasi pipa baik arah horisontal maupun arah vertikal yakni:

$$r_{pen,y} = 1,0 - 1,4 \cdot \frac{z_p}{D} \geq 0,3$$

dengan,

$$\frac{z_{pi}}{D} = 0,0071 \cdot \left( \frac{G_c^{0,3}}{k_c} \right)^{3,2} + 0,062 \cdot \left( \frac{G_c^{0,3}}{k_c} \right)^{0,7}$$

dengan,

$$k_c = \frac{S_u \cdot D}{F_c} = \frac{2000 \cdot 0,5144}{2190,82} = 0,4696$$

dan

$$G_c = \frac{S_u}{D \cdot \gamma_s} = \frac{2000}{0,5144 \cdot 18000} = 0,216$$

sehingga,

$$z_{pi} = 0,04866 \text{ m}$$

maka,

$$r_{pen,y} = 1,0 - 1,4 \cdot \frac{0,04866}{0,5144}$$

$$r_{pen,y} = 0,868$$

kemudian,

$$r_{pen,z} = 1,0 - 1,3 \cdot \left( \frac{z_p}{D} - 0,1 \right) \geq 0,0$$

$$r_{pen,z} = 1,0 - 1,3 \cdot \left( \frac{0,04866}{0,5144} - 0,1 \right)$$

$$r_{pen,z} = 1,007$$

- c. Menghitung koefisien reduksi beban total

$$r_{tot,i} = r_{perm,i} \cdot r_{pen,i} \cdot r_{tr,i}$$

kemudian,

Arah horisontal:

$$r_{tot,y} = r_{pen,y} \cdot r_{tr,y}$$

$$r_{tot,y} = 0,868 \cdot 1$$

$$r_{tot,y} = 0,868$$

Arah vertikal:

$$r_{tot,z} = r_{perm,z} \cdot r_{pen,z} \cdot r_{tr,z}$$

$$r_{tot,z} = 0,7 \cdot 1,007 \cdot 1$$

$$r_{tot,z} = 0,705$$

### B.1.3.2. Menghitung *Passive Resistance*

Untuk mengetahui *passive resistance* pada tanah berjenis *clay*, dapat menggunakan persamaan berikut:

$$\frac{F_R}{F_C} = \frac{4,1 \cdot k_c}{G_c^{0,39}} \cdot \left( \frac{Z_p}{D} \right)^{1,31}$$

$$\frac{F_R}{2190,82} = \frac{4,1 \cdot 0,4696}{0,216^{0,39}} \cdot \left( \frac{0,04866}{0,5144} \right)^{1,31}$$

sehingga,

$$F_R = 349,202 \text{ N/m}$$

## B.2. Perhitungan Gaya-Gaya Hidrodinamika

- a. Menghitung  $K^*$  dan  $M^*$

Untuk mencari koefisien gaya hidrodinamika, harus terlebih dahulu mencari  $K^*$  dan  $M^*$  sesuai dengan persamaan-persamaan berikut:

$$K^* = \frac{U^* \cdot T^*}{D}$$

$$K^* = \frac{4,234 \cdot 4,924}{0,5144}$$

$$K^* = 40,527$$

dan

$$M^* = \frac{V^*}{U^*}$$

$$M^* = \frac{0,4536}{4,234}$$

$$M^* = 0,1071$$

- b. Menentukan nilai koefisien  $C_y^*$  dan  $C_z^*$

Nilai koefisien  $C_y^*$  dan  $C_z^*$  dapat ditentukan melalui tabel, akan tetapi harus melakukan interpolasi agar sesuai dengan nilai  $K^*$  dan  $M^*$  yang telah diketahui.

**Tabel B.8** Koefisien Beban Puncak Horizontal

$C_y^*$		$K^*$										
		2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	$\geq 140$
$M^*$	0.0	13.0	6.80	4.55	3.33	2.72	2.40	2.15	1.95	1.80	1.52	1.30
	0.1	10.7	5.76	3.72	2.72	2.20	1.90	1.71	1.58	1.49	1.33	1.22
	0.2	9.02	5.00	3.15	2.30	1.85	1.58	1.42	1.33	1.27	1.18	1.14
	0.3	7.64	4.32	2.79	2.01	1.63	1.44	1.33	1.26	1.21	1.14	1.09
	0.4	6.63	3.80	2.51	1.78	1.46	1.32	1.25	1.19	1.16	1.10	1.05
	0.6	5.07	3.30	2.27	1.71	1.43	1.34	1.29	1.24	1.18	1.08	1.00
	0.8	4.01	2.70	2.01	1.57	1.44	1.37	1.31	1.24	1.17	1.05	1.00
	1.0	3.25	2.30	1.75	1.49	1.40	1.34	1.27	1.20	1.13	1.01	1.00
	2.0	1.52	1.50	1.45	1.39	1.34	1.20	1.08	1.03	1.00	1.00	1.00
	5.0	1.11	1.10	1.07	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Interpolasi  $C_y^*$ :

$C_y^*$		$K^*$		
		40	40,527	50
$M^*$	0,1	1,9	1,890	1,71
	0,1071		1,867	
	0,2	1,58	1,572	1,42

**Tabel B.9** Koefisien Beban Puncak Vertikal

$C_z^*$		$K^*$										
		$\leq 2.5$	5	10	20	30	40	50	60	70	100	$\geq 140$
$M^*$	0.0	5.00	5.00	4.85	3.21	2.55	2.26	2.01	1.81	1.63	1.26	1.05
	0.1	3.87	4.08	4.23	2.87	2.15	1.77	1.55	1.41	1.31	1.11	0.97
	0.2	3.16	3.45	3.74	2.60	1.86	1.45	1.26	1.16	1.09	1.00	0.90
	0.3	3.01	3.25	3.53	2.14	1.52	1.26	1.10	1.01	0.99	0.95	0.90
	0.4	2.87	3.08	3.35	1.82	1.29	1.11	0.98	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.6	2.21	2.36	2.59	1.59	1.20	1.03	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.8	1.53	1.61	1.80	1.18	1.05	0.97	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	1.0	1.05	1.13	1.28	1.12	0.99	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	2.0	0.96	1.03	1.05	1.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	5.0	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	10	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90

Interpolasi  $C_z^*$ :

$C_z^*$		$K^*$		
		40	40,527	50
$M^*$	0,1	1,77	1,758	1,55
	0,1071		1,736	
	0,2	1,45	1,440	1,26

c. Menghitung Gaya Hidrodinamika Puncak Arah Horisontal dan Vertikal

- Gaya hidrodinamika puncak arah horisontal:

$$F_y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_y^* \cdot (U^* + V^*)^2$$

$$F_y^* = 0,868 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1025 \cdot 0,5144 \cdot 1,867 \cdot (4,234 + 0,4536)^2$$

$$F_y^* = 9384,32 \text{ N/m}$$

- Gaya hidrodinamika puncak arah vertikal:

$$F_z^* = r_{tot,z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_z^* \cdot (U^* + V^*)^2$$

$$F_z^* = 0,705 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1025 \cdot 0,5144 \cdot 1,736 \cdot (4,234 + 0,4536)^2$$

$$F_z^* = 7087,67 \text{ N/m}$$

### B.3. Perhitungan Berat Terendam Minimum Lateral *Subsea Pipeline*

Lateral:

$$w_{S, \min} = ((\gamma_{SC} \cdot (F_y^* + (\mu \cdot F_z^*))) - F_R) / \mu$$

$$w_{S, \min} = ((0,93 \cdot (9384,32 + (0,2 \cdot 7087,67))) - 349,202) / 0,2$$

$$w_{S, \min} = \mathbf{48482,6 \text{ N/m}}$$

### B.4. Perhitungan *Absolute Lateral Static Stability*

Dengan menggunakan persamaan berikut mengenai stabilitas vertikal berdasarkan DNVGL-RP-F109, maka:

$$\gamma_{SC} \cdot \frac{F_y^* + \mu \cdot F_z^*}{\mu \cdot w_S + F_R} \leq 1,0$$

**Tabel B.10** *Safety Factor*, kondisi siklon di Teluk Meksiko

<i>Soil type</i>	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
Sand and rock	0.95	1.64	2.46
Clay	0.93	1.64	2.54

dengan  $\gamma_{SC} = 0,93$  (lihat tabel B.10) dan  $\mu = 0,2$ , maka:

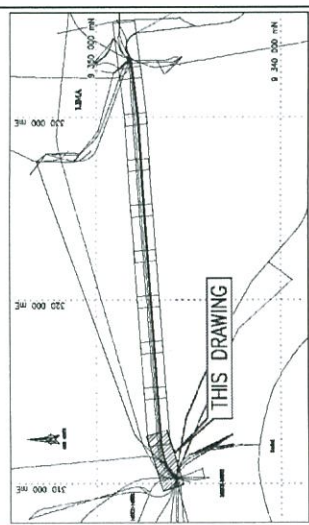
$$0,93 \cdot \frac{9384,32 + 0,2 \cdot 7087,67}{0,2 \cdot 2190,92 + 349,202} \leq 1,0$$

$$12,76 \leq 1,0 \text{ (TIDAK STABIL)}$$



**LAMPIRAN C**  
**BATIMERTI *PIPELINE 16" MAIN OIL***  
***LINE MMF – LPRO FIELD***

KEY PLAN



NOTES

- 1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
- 2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LAT).
- 3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM THE SUPPLY DRAWING NO. PHEONW-SC0811-LPROMPRO
- 4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TENTATIVE TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- ANCHOR
- DEBRIS WITH IDENTIFICATION NUMBER AND DIMENSION (3.3x2.0x0.9m)
- NOTE: NMH IS AN ABBREVIATION OF NON-MEASURABLE HEIGHT
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DRAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRO-FIT ANODE ROD

GEODETIC PARAMETERS:

REFERENCE DATUM : WGS 84  
PROJECTION : Transverse Mercator (TM)  
SPHEROID : Spheroid  
Semi Major Axis (a) : 6378 137.000 m  
Semi Minor Axis (b) : 6356 752.314 m  
Inverse Flattening (1/f) : 298.257223563  
Eccentricity : 0.006694380  
Longitude of Origin : 109 00 00.000 m  
False Northing : 10 000 000 m  
False Easting : 0.000000000  
Datum : ED50  
Datum Shift Transformation :  
Spheroid : SPHEROID  
Semi Major Axis (a) : 6 377 397.155 m (from WGS 84 to ED50)  
Semi Minor Axis (b) : 6 356 978.863 m  
Inverse Flattening (1/f) : 298.257223563  
Eccentricity : 0.006 674 372  
Longitude of Origin : 109 00 00.000 m  
False Northing : 0.000 000 000 m  
False Easting : 0.000 000 000 m  
Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System



COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THIS EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO	REV	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/ENG/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02.JAN.14	MAA MMK SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23.DEC.13	MAA MMK SS

Client



Contractor



PROJECT TITLE

TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE

16" MOL MMF - LPRO

PIPELINE BATHYMETRY MAP AND ALIGNMENT SHEET

SHEET 1 OF 10

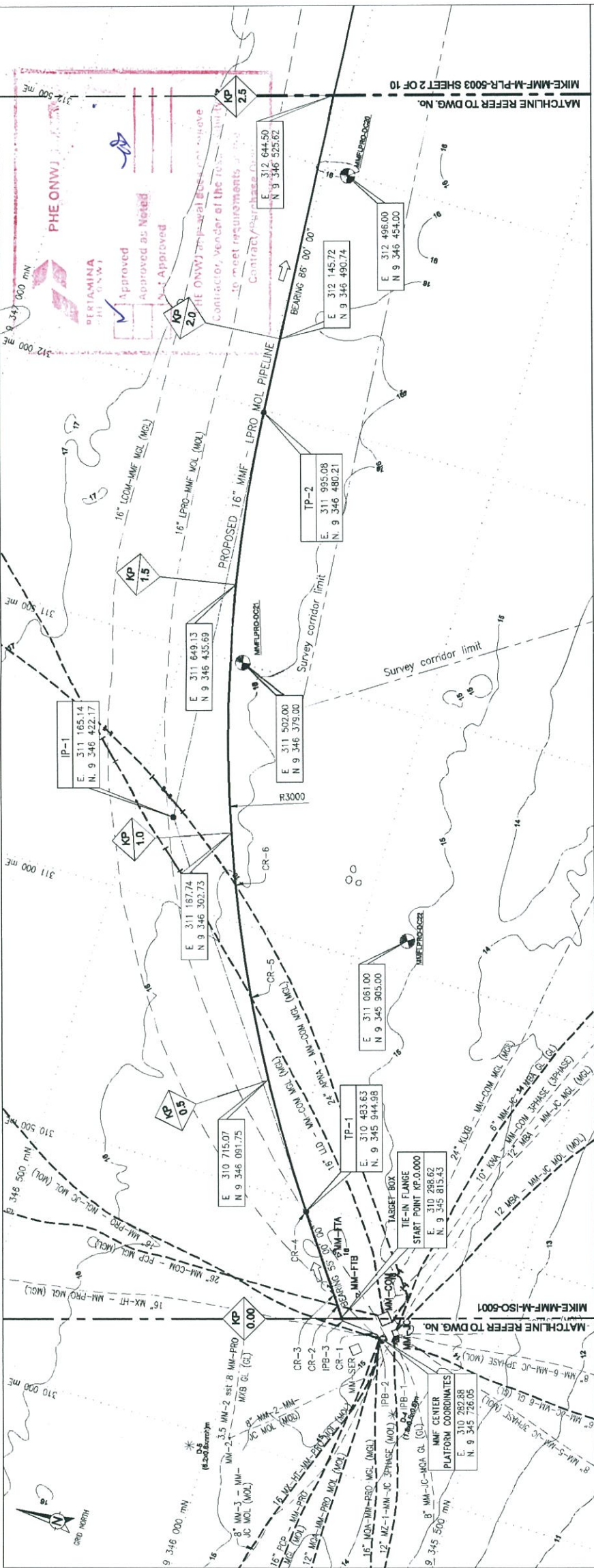
SCALE

DRAWING NO.

MIKE-MMF-M-PLR-5003

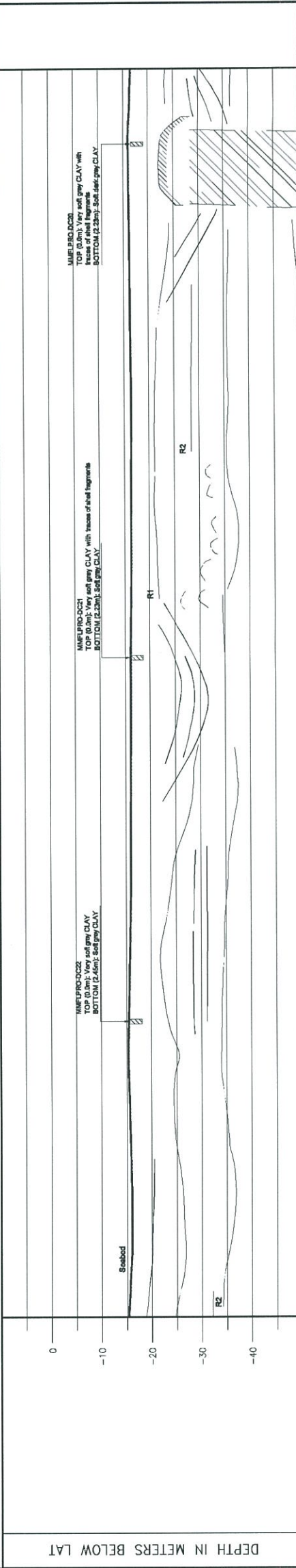
REV.

0



PLAN

HORIZONTAL SCALE 1:5000



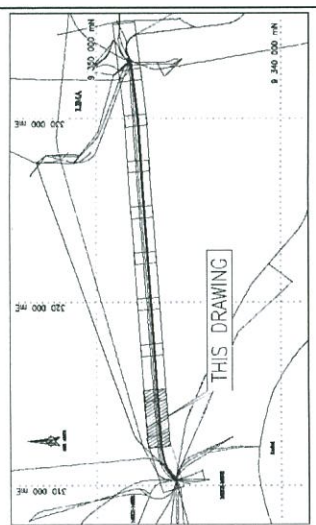
SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

PIPELINE DATA	PIPELINE DATA
PIPE DETAILS	PIPELINE DATA
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY	406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2
FIELD JOINT COATING TYPE	Wa=340.6 kg/m, We=116.9 kg/m, Sg=1.52
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY	PE HSS 50mm thk. and 170 kg/m3 Density
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY	Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m3 Density
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING	50mm Thk. and 3040 kg/m3 Density
PIPELINE CROSSING (CP/ANGLE)	Bracelet typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm Gap x 35 kg Weight every 20 joints
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS	20.7m / 21.0m / 17.1m
INST./MTD/OPR.	CR-3/27.6 CR-4/15.4 CR-5/18.5 CR-6/26.6
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE	21.5m / 21.9m / 17.7m
TRENCHING AND BURIAL DEPTH	900 psi, 200°F
	UNBURIED



KEY PLAN



NOTES

1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LATI).
3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM THE SUPPLY DRAWING NO. PHEONW-SC0811-LPROMPRO
4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TEMPORARY TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- ANCHOR
- DEBRIS WITH IDENTIFICATION NUMBER AND DIMENSION (LENGTH x WIDTH x HEIGHT) IN METRE
- NOTE: NMH IS AN ABBREVIATION OF NON-MEASURABLE HEIGHT
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DRAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRO-FIT ANODE ROD

GEODEIC PARAMETERS:

REFERENCE DATUM	WGS 84	PROJECTION	UTM	TRANSVERSE MERCATOR (TM)
SPHEROID	WGS 84	Latitude of Origin	0°	0°
Semi Major Axis (a)	6378 137.000 m	Longitude of Origin	100°	100°
Semi Minor Axis (b)	6356 583.875 m	False Northing	10 000 000 m	10 000 000 m
Inverse Flattening (1/f)	298.257223563	Scale Factor	0.9998	0.9998
Ellipsoid Eccentricity	0.006814360	Utm Zone	48Q	48Q
LOCAL DATUM	EPSON 4211	DATUM SHIFT TRANSFORMATION		
SPHEROID	WGS 84	Latitude of Origin	0°	0°
Semi Major Axis (a)	6 377 397.155 m	Longitude of Origin	100°	100°
Semi Minor Axis (b)	6 356 583.875 m	False Northing	10 000 000 m	10 000 000 m
Inverse Flattening (1/f)	298.257223563	Scale Factor	0.9998	0.9998
Ellipsoid Eccentricity	0.006814360	Utm Zone	48Q	48Q

Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System



COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THE EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REQUIREMENT AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO	REV	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02 JAN 14	MAA MMK SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23 DEC 13	MAA MMK SS

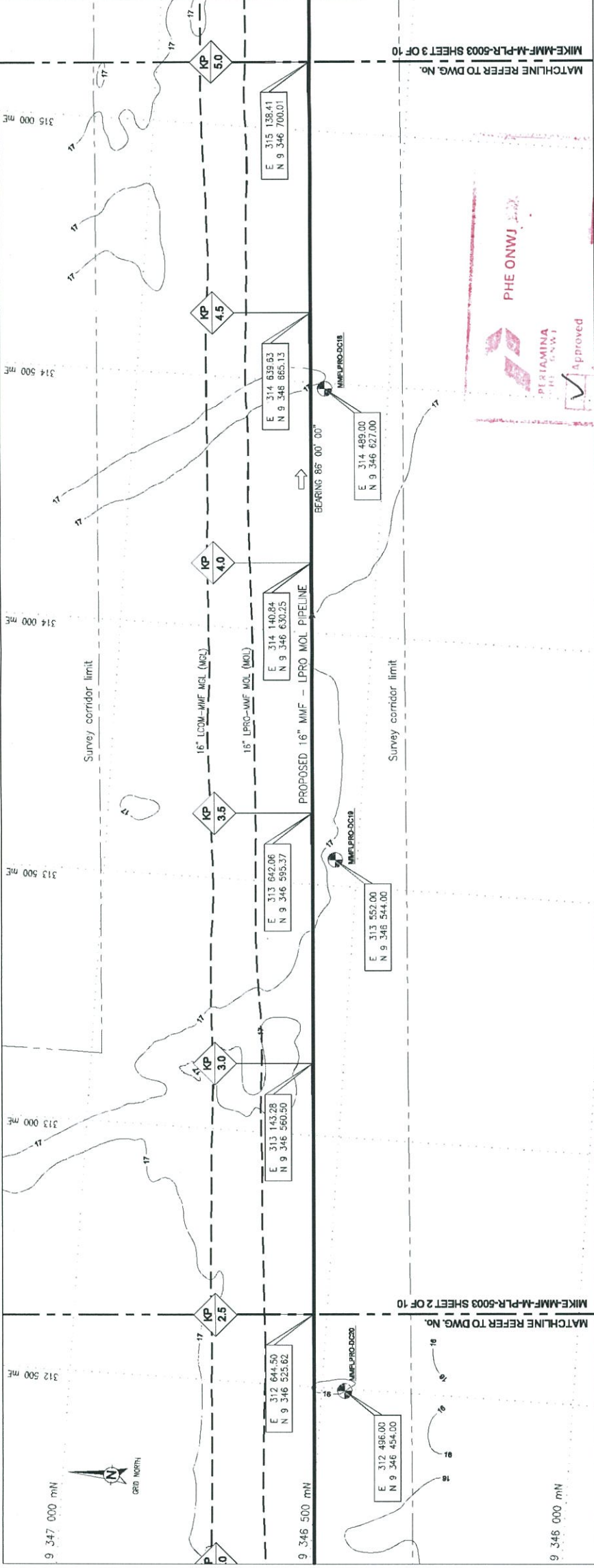
Client: **PERTAMINA**  
PHE ONWJ

Contractor: **PT. SIGUR ROS INDONESIA**  
THANALYA GEMILANG  
Sigur Ros

PROJECT TITLE  
TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

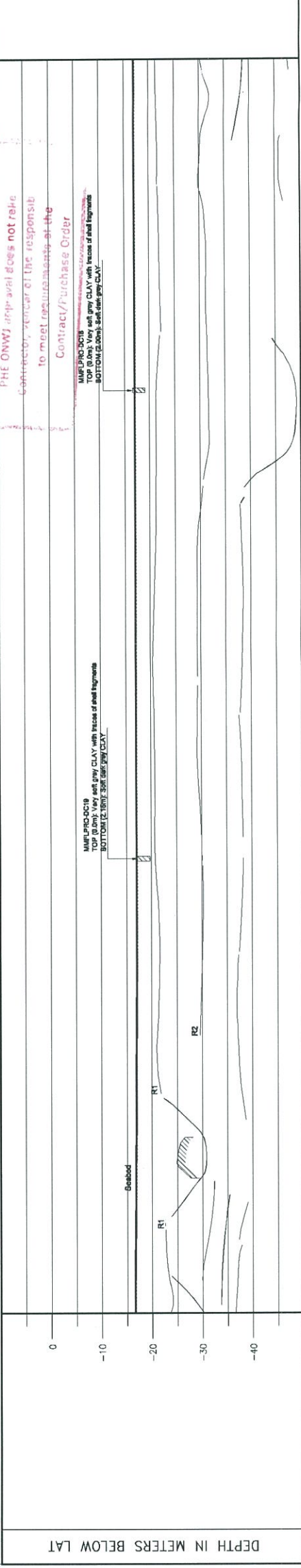
DRAWING TITLE  
16" MOL MMF - LPRO  
PIPELINE BATHYMETRY MAP AND  
ALIGNMENT SHEET

ORL PAPER SIZE : A1	THIS IS A CAD DRAWING AND MUST NOT BE ALTERED MANUALLY	SHEET 2 OF 10
SCALE	DRAWING NO: MIKE-MMF-M-PLR-5003	REV: 0
ASSIGNMENT		



PLAN

HORIZONTAL SCALE 1:5000

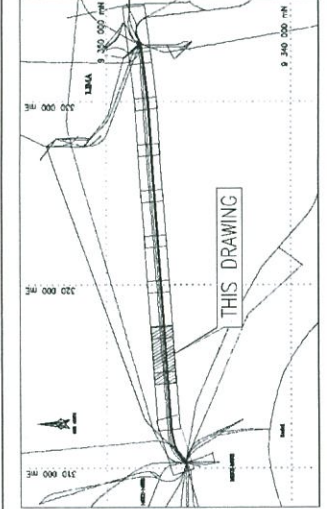


SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

PIPELINE DATA	PIPELINE DATA
PIPE DETAILS	PIPELINE DATA
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY	406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2
FIELD JOINT COATING TYPE	Ma=340.6 kg/m, Ws=116.9 kg/m, Sg=1.52
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY	PE HSS 50mm thk. and 170kg/m3 Density
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY	Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m3 Density
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING	50mm Thk. and 3040 kg/m3 Density
PIPELINE CROSSING (CB/ANGLE)	Bracelet typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm Gap x 35 kg Weight, every 20 joints
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS	NONE
INST./HYD./OPR.	21.5m / 21.9m / 17.7m
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE	900 psi, 200°F
TRENCHING AND BURIAL DEPTH	UNBURIED

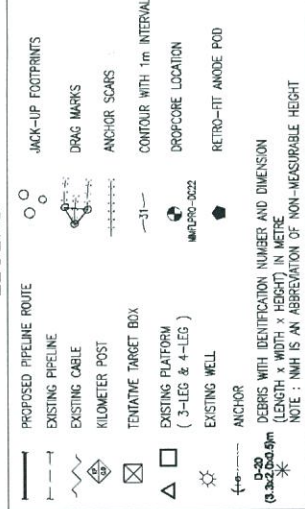




## NOTES

1. ALL DIMENSIONS IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SLOPED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LATEST ASTRONOMICAL TIDE (LA.T1).
3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM THE SUPPLY DRAWING NO. PHEONJW-STC0811-FROMUMPRO
4. PIPELINE APPROX DETAILS, REFER TO DWG. NO. WKE-MWF-M-PLU-5001 AND WKE-MWF-M-PLU-5002

## LEGEND



### GEODETTIC PARAMETERS :

SPHERICAL DATUM		PROJECTION		Transverse Mercator (TM)	
SPHEROID	WGS 84				
Semi Major Axis (a)	6,378,137.000 m	Latitude of Origin	0	Latitude of Origin	0
Semi Minor Axis (b)	6,356,752.314 m	Longitude of Origin	0	Longitude of Origin	100 East
Flattening (f)	1/298.257242571	False Easting	500,000 m	False Easting	100,000 m
Eccentricity	0.08181851461	Scale Factor	1.000000000	Scale Factor	1.000000000
		TM Zone	18	TM Zone	18
LOCAL DATUM		ULTRA SHORT TRANSMISSION		Meters	
SPHEROID	GENUK				
Semi Major Axis (a)	6,378,137.153 m	Latitude of Origin	0	Latitude of Origin	0
Semi Minor Axis (b)	6,356,678.953 m	Longitude of Origin	0	Longitude of Origin	0
Flattening (f)	293.1523	$\alpha$	0	$\alpha$	0
Eccentricity	0.006 814 372	$\alpha$	0	$\alpha$	0

Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System

0 100 200 300 400 500m

Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System

COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THIS EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION

REFERENCE	DRAWINGS / DOCUMENT	TITLE
DWG / DOC. NO	REV	
WKE-WMF-M-PLR-5001	0	16" MOL WMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
WKE-WMF-M-PLR-5004	0	16" MOL WMF-LPRO ANODE DETAIL
WKE-WMF-M-PLR-5005	0	16" MOL WMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

[illegible]

Client



**PERTAMINA**  
PHE ONWJ


**PT. SIGUR ROS INDONESIA**  
 Contractor  

**TIMELAY GEMILANG**  
 Project Title  

**Sigur Ros**

TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM  
PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE 16" MOL MMF - LPRO  
PIPELINE BATHYMETRY MAP AND  
ALIGNMENT SHEET SHEET 3 OF 3

SCALE	ASSHOWN	DRAWING NO.	MIKE-MMF-M-PLR-5003	REV.	0
ORL PAPER SIZE : A1 THIS IS A CAD DRAWING AND MUST NOT BE ALTERED MANUALLY					



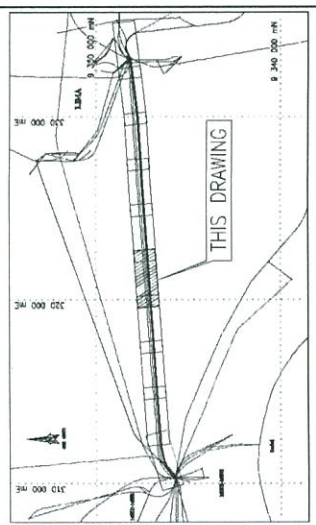
SEABED PROFILE		HORIZONTAL SCALE 1:5000		VERTICAL SCALE 1:500	
KILOMETER POST	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0
PIPE DETAILS					
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY			406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2		
FIELD JOINT COATING TYPE			Wd=340.6 kg/m, Ws=116.9 kg/m, Sg=1.52		
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY			PE HSS 50mm thk. and 170 kg/m <sup>3</sup> Density		
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY			Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m <sup>3</sup> Density		
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING			50mm Thk. and 3040 kg/m <sup>3</sup> Density		
PIPELINE CROSSING (C <sub>3</sub> /ANGLE)			Bracelet typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm gap x 35 kg Weight every 20 joints		
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS INST./HYD./OPR.			NONE		
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE			21.5m / 21.9m / 17.7m		
TRENCHING AND BURIAL DEPTH			900 psi, 200°F		
			UNBURIED		







KEY PLAN



NOTES

1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LAT).
3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM PHE SUPPLY DRAWING NO. PHEONW-S00811-LPROMPRO
4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TEMPERATURE TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- ANCHOR
- DEBRIS WITH IDENTIFICATION NUMBER AND DIMENSION (LENGTH x WIDTH x HEIGHT) IN METRE
- NOTE: NMH IS AN ABBREVIATION OF NON-MEASURABLE HEIGHT
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRO-FIT ANODE ROD

GEODETIC PARAMETERS:

REFERENCE DATUM : WGS 84  
PROJECTION : Transverse Mercator (TM)  
SPHEROID : Spheroid  
Datum : 1972.000 m  
Latitude of Origin : 0° 0' 0" N  
Longitude of Origin : 102° 00' 0" E  
False Northing : 10 000 000 m  
False Easting : 10 000 000 m  
Scale Factor : 0.9998  
Lambert Azimuthal Equal Area  
Datum Shift Transformation  
Datum : 1972.000 m  
Semi Major Axis : 6 377 397.155 m (From WGS 84 to GDA94)  
Semi Minor Axis : 6 356 978.863 m  
Semi Axis Squared : 40 674 374.372  
Eccentricity : 0.006 717 747  
Eccentricity Squared : 0.000 045 492  
Prime Meridian : 102° 00' 0" E  
Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System

COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THIS EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO	REV	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02 JAN 14	MAA MMK SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23 DEC 13	MAA MMK SS

Client

**PERTAMINA**  
PHE ONWJ

Contractor

**PT. SIGUR ROS INDONESIA**

PROJECT TITLE

TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE

16" MOL MMF - LPRO PIPELINE BATHYMETRY MAP AND ALIGNMENT SHEET

SCALE

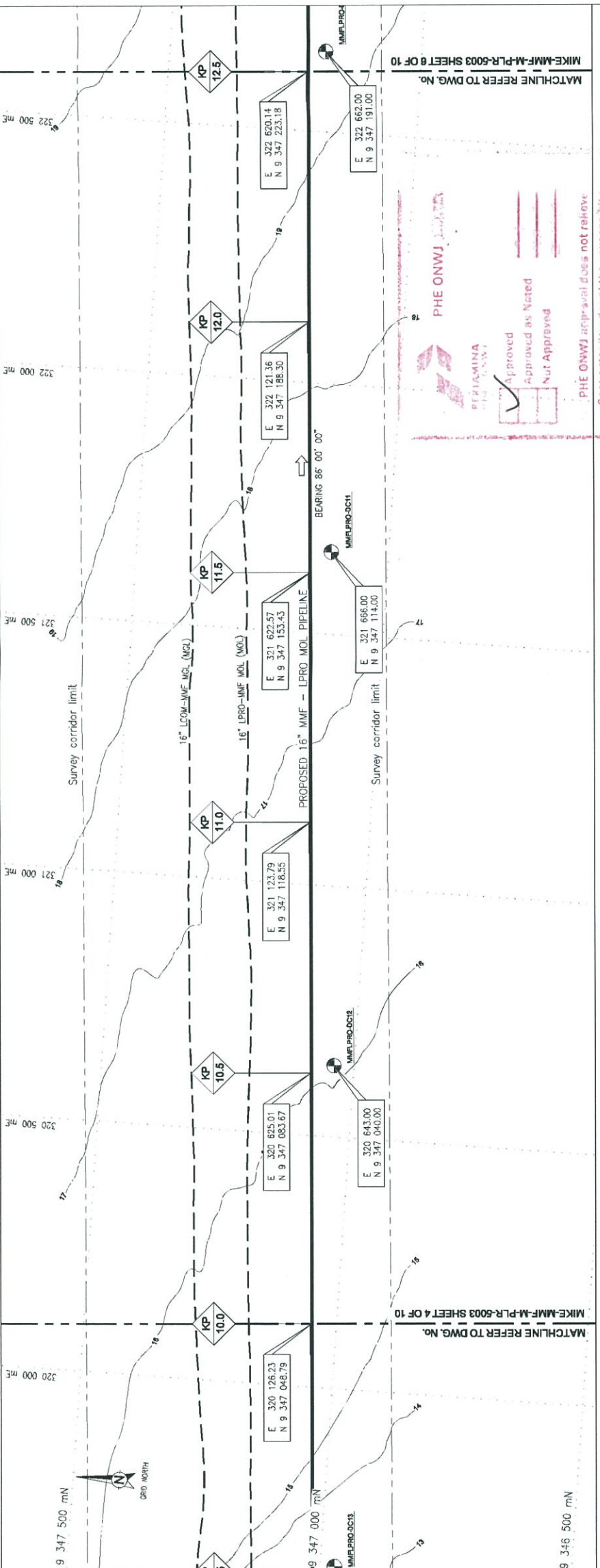
ORL PAPER SIZE : A1 THIS IS A CAD DRAWING AND MUST NOT BE ALTERED MANUALLY

ASSIGNED

DRAWING NO. MIKE-MMF-M-PLR-5003

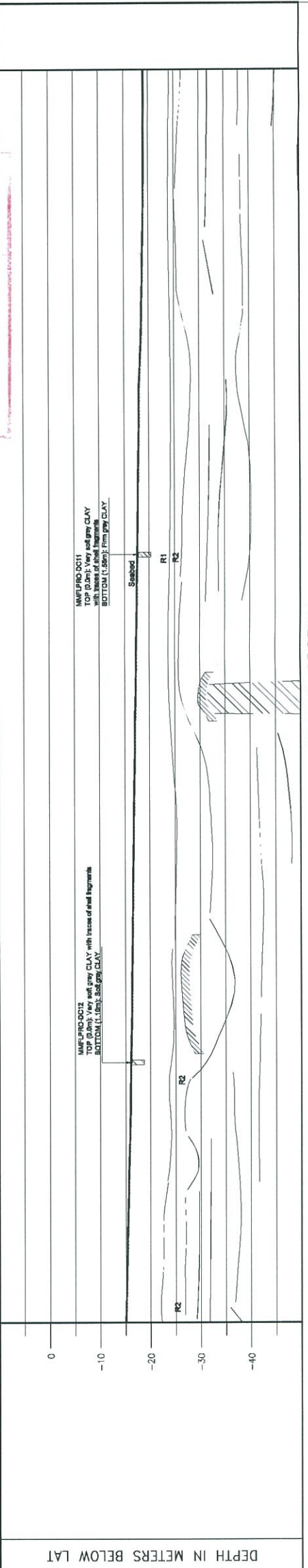
REV

SHEET 5 OF 10



PLAN

HORIZONTAL SCALE 1:5000



SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

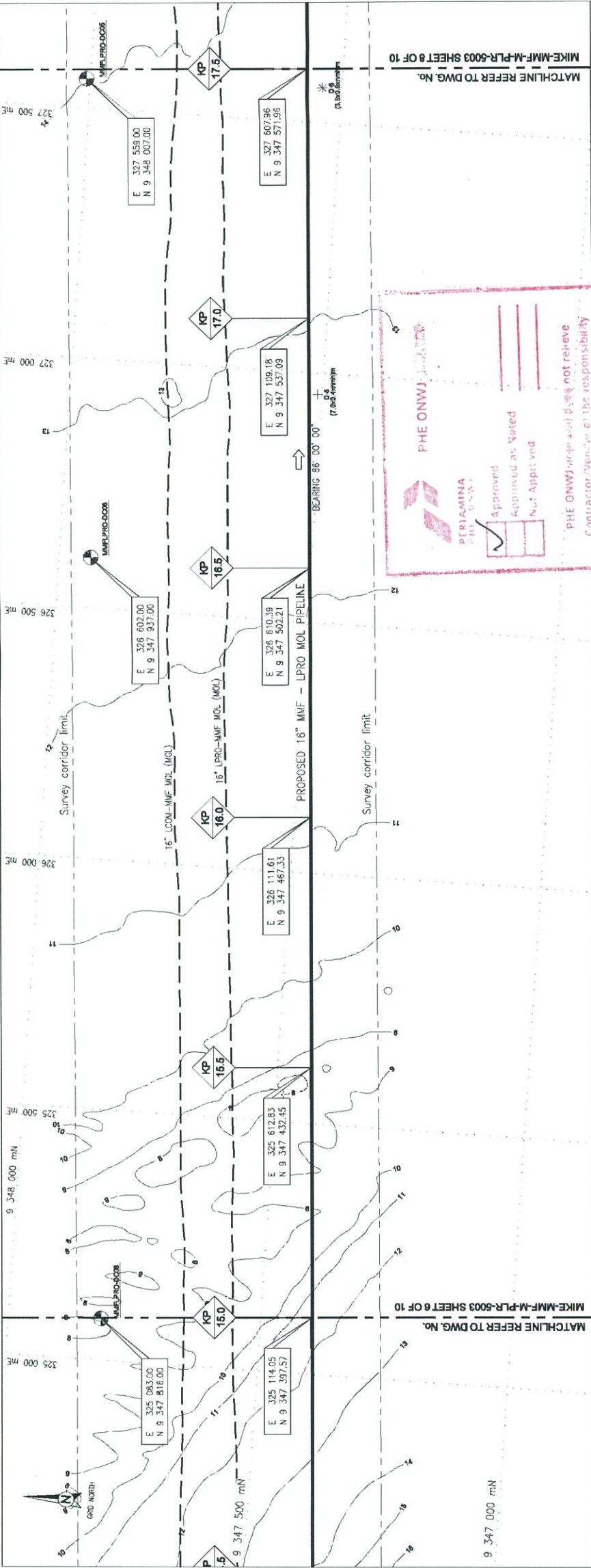
PIPELINE DATA	DETAILS
PIPE DETAILS	406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY	W <sub>a</sub> =340.6 kg/m, W <sub>s</sub> =116.9 kg/m, S <sub>g</sub> =1.52
FIELD JOINT COATING TYPE	PE HSS 50mm thk. and 170 kg/m <sup>3</sup> Density
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY	Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m <sup>3</sup> Density
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY	50mm Thk. and 3040 kg/m <sup>3</sup> Density
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING	— Broclet typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm Gap x 35 kg Weight. every 20 joints
PIPELINE CROSSING (CR/ANGLE)	NONE
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS INST./HYD./OPR.	21.5m / 21.9m / 17.7m
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE	900 psi, 200°F
TRENCHING AND BURIAL DEPTH	UNBURIED





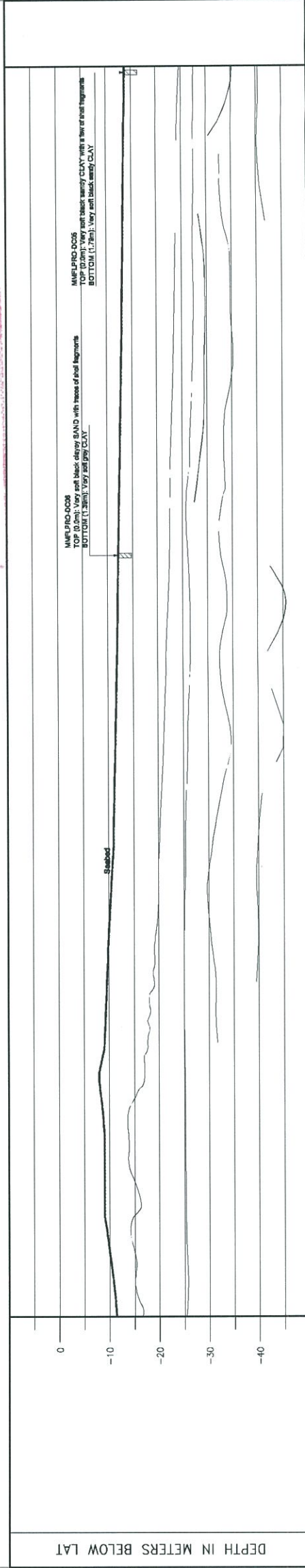


KEY PLAN



PLAN

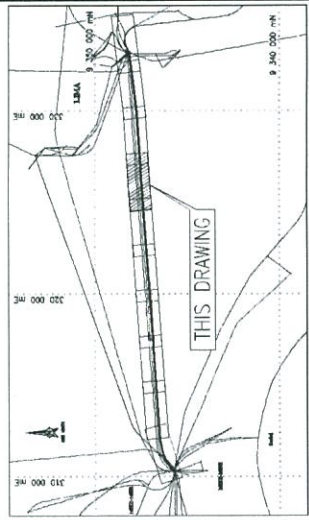
HORIZONTAL SCALE 1:5000



SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

PIPELINE DATA		15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5
KILOMETER POST							
PIPE DETAILS							
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY							
FIELD JOINT COATING TYPE							
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY							
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY							
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING							
PIPELINE CROSSING (CR/ANGLE)							
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS INST./100/OPR.							
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE							
TRENCHING AND BURIAL DEPTH							



NOTES

1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LATI).
3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM PHE SUPPLY DRAWING NO. PHEONWJ-STC0811-LPROMMFRO
4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TEMPERATURE TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- ANCHOR
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DRAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRD-FIT ANODE ROD
- DEBRIS WITH IDENTIFICATION NUMBER AND DIMENSION (LENGTH x WIDTH x HEIGHT) IN METRE
- NOTE: NMH IS AN ABBREVIATION OF NON-MEASURABLE HEIGHT

GEODETTIC PARAMETERS :

REFERENCE DATUM : WGS 84  
PROJECTION : Transverse Mercator (TM)  
SPHEROID : Spheroid  
Longitude of Origin : 108  
Latitude of Origin : 0  
False Easting : 500 000 m  
False Northing : 10 000 000 m  
Scale Factor : 0.9998  
Zone : 48N  
Datum Shift Transformation : EPSG 4211  
From WGS 84 to GEMUK : 8 377 397.155 m  
To WGS 84 from GEMUK : 8 377 397.155 m  
Semi Major Axis (a) : 6 356 774.462 m  
Semi Minor Axis (b) : 6 356 774.462 m  
Eccentricity (e) : 0.006 671 372  
Eccentricity (e') : 0.006 671 372  
Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System



COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THE EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO	REV	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02.JAN.14	MAA MMK SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23.DEC.13	MAA MMK SS

Client

Contractor

PROJECT TITLE

TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE

16" MOL MMF - LPRO PIPELINE BATHYMETRY MAP AND ALIGNMENT SHEET

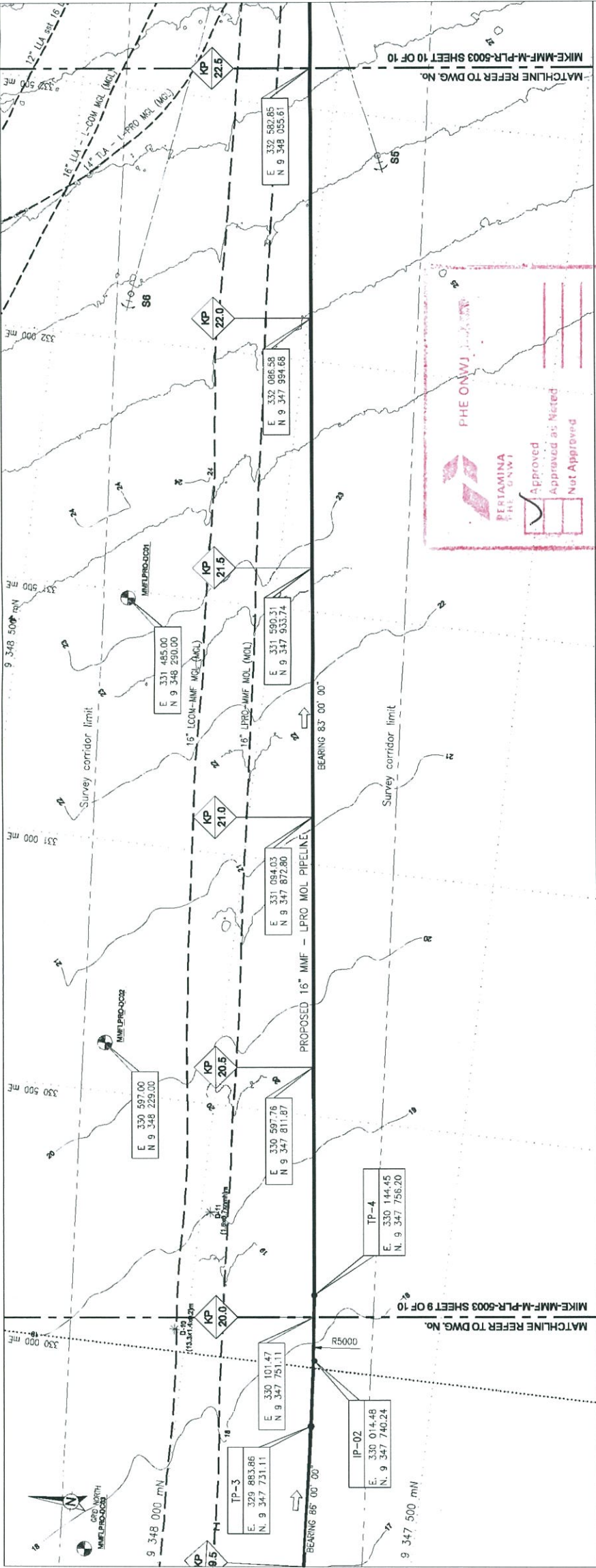
ORL PAPER SIZE : A1 THIS IS A CAD DRAWING AND MUST NOT BE ALTERED MANUALLY  
SCALE  
ASSIGNMENT  
DRAWING NO.  
REV.  
MIKE-MMF-M-PLR-5003  
0







KEY PLAN



PLAN

HORIZONTAL SCALE 1:5000

PHE ONWJ does not relieve Contractor/Vendor of its responsibility

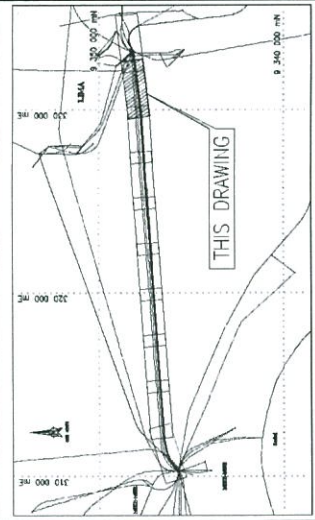
Contract/Vendor



SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

PIPELINE DATA		20.0	20.5	21.0	21.5	22.0	22.5
PIPE DETAILS		406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2					
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY	W <sub>a</sub> =340.6 kg/m, W <sub>s</sub> =116.9 kg/m, S <sub>g</sub> =1.52						
FIELD JOINT COATING TYPE	PE HSS 50mm thk. and 170 kg/m <sup>3</sup> Density						
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY	Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m <sup>3</sup> Density						
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY	50mm Thk. and 3040 kg/m <sup>3</sup> Density						
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING	Brazelot typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm Gap x 35 kg Weight. every 20 joints						
PIPELINE CROSSING (CR/ANGLE)	NONE						
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS INST./HYD./OPR.	21.5m / 21.9m / 17.7m						
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE	900 psi, 200°F						
TRENCHING AND BURIAL DEPTH	UNBURIED						



NOTES

1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LAT1).
3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM PHE SUPPLY DRAWING NO. PHE001-SC0811-LPROMMF
4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TEMPORARY TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- ANCHOR
- DEBRIS WITH IDENTIFICATION NUMBER AND DIMENSION (LENGTH x WIDTH x HEIGHT) IN METRE
- NOTE: NMH IS AN ABBREVIATION OF NON-MEASURABLE HEIGHT
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DRAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRO-FIT ANODE ROD

GEODETIC PARAMETERS:

REFERENCE DATUM : WGS 84  
PROJECTION : Transverse Mercator (TM)  
SPHEROID : WGS 84  
Semi Major Axis (a) : 6378137.0 m  
Semi Minor Axis (b) : 6356752.314 m  
Inverse Flattening (1/f) : 298.257223563  
Eccentricity : 0.006694380  
LOCAL DATUM : EPSG 4211  
SPHEROID : EPSG 4211  
Semi Major Axis (a) : 6377371.05 m (From WGS 84 to GEMUK)  
Semi Minor Axis (b) : 6356752.314 m  
Inverse Flattening (1/f) : 298.257223563  
Eccentricity : 0.006694380  
Primary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System  
Secondary Positioning System : Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System



HORIZONTAL SCALE 1:5000  
COMMENT GIVEN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THIS EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO	REV	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/ENG/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02.JAN.14	MAA MAM SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23.DEC.13	MAA MAM SS



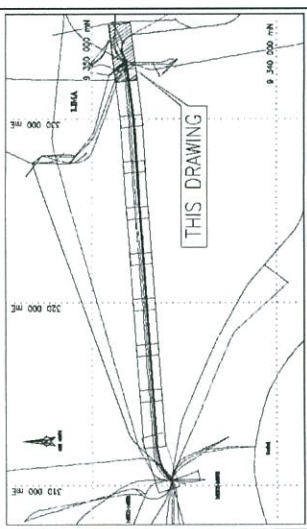
PROJECT TITLE  
TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015

DRAWING TITLE  
16" MOL MMF - LPRO PIPELINE BATHYMETRY MAP AND ALIGNMENT SHEET

DRAWING NO. SHEET 9 OF 10  
SCALE  
ASSIGNMENT  
DRAWING NO. MIKE-MMF-M-PLR-5003  
REV. 0



KEY PLAN



NOTES

- 1. ALL DIMENSION IN MILLIMETER AND COORDINATES ARE IN METERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
- 2. ALL WATER DEPTH/SEALED ELEVATIONS ARE IN METERS AND ARE REFERENCED TO LOWEST ASTRONOMICAL TIDE (LATI).
- 3. THIS DRAWING WAS GENERATED FROM PHE SUPPLY DRAWING NO. PHEONW-SC0811-LPROMPRO
- 4. PIPELINE APPROACH DETAILS, REFER TO DWG. NO. MIKE-MMF-M-PLR-5001 AND MIKE-MMF-M-PLR-5002

LEGEND

- PROPOSED PIPELINE ROUTE
- EXISTING PIPELINE
- EXISTING CABLE
- KILOMETER POST
- TENTATIVE TARGET BOX
- EXISTING PLATFORM (3-LEG & 4-LEG)
- EXISTING WELL
- JACK-UP FOOTPRINTS
- DRAG MARKS
- ANCHOR SCARS
- CONTOUR WITH 1m INTERVAL
- DROPCORE LOCATION
- RETRO-FIT ANODE POD

GEODETIC PARAMETERS:

REFERENCE DATUM	WGS 84	PROJECTION	UTM	TRANSVERSE METER (TM)
SPHEROID	WGS 84	Latitude of Origin	0°	0
Semi Major Axis (a)	6378137.000 m	Longitude of Origin	102° 00' 00.000 m	0
Semi Minor Axis (b)	6356752.314 m	False Northing	10 000 000.000 m	0
Inverse Flattening (1/f)	298.257223563	Scale Factor	0.9999	0
Ellipsoid Eccentricity	0.0067984380	UTM Zone	48Q	0
LOCAL DATUM	EPSON 4211	DATUM SHIFT TRANSFORMATION		
SPHEROID	WGS 84	From WGS 84 to LOCAL		
Semi Major Axis (a)	6378137.000 m	dx	+ 278.9 m	
Semi Minor Axis (b)	6356752.314 m	dy	+ 278.9 m	
Inverse Flattening (1/f)	298.257223563	dz	+ 46.3 m	
Ellipsoid Eccentricity	0.0067984380			
Primary Positioning System	Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System			
Secondary Positioning System	Velopos Positioning System, Differential Global Positioning System			

COMMENT: DRAWN ON THIS DOCUMENT DOES NOT RELIEVE VENDOR OF HIS RESPONSIBILITY FOR THE CORRECT ENGINEERING DESIGN AND FABRICATION. THE EQUIPMENT OR PRODUCT SHALL BE MADE AS PER THE CODES, REGULATION AND SPECIFICATION.

REFERENCE DRAWINGS/DOCUMENT

DWG/DOC. NO.	REV.	TITLE
MIKE-MMF-M-PLR-5001	0	16" MOL MMF-LPRO ALL PIPELINE LAYOUT
MIKE-MMF-M-PLR-5004	0	16" MOL MMF-LPRO ANODE DETAIL
MIKE-MMF-M-PLR-5005	0	16" MOL MMF-LPRO PIPE BEND DETAIL

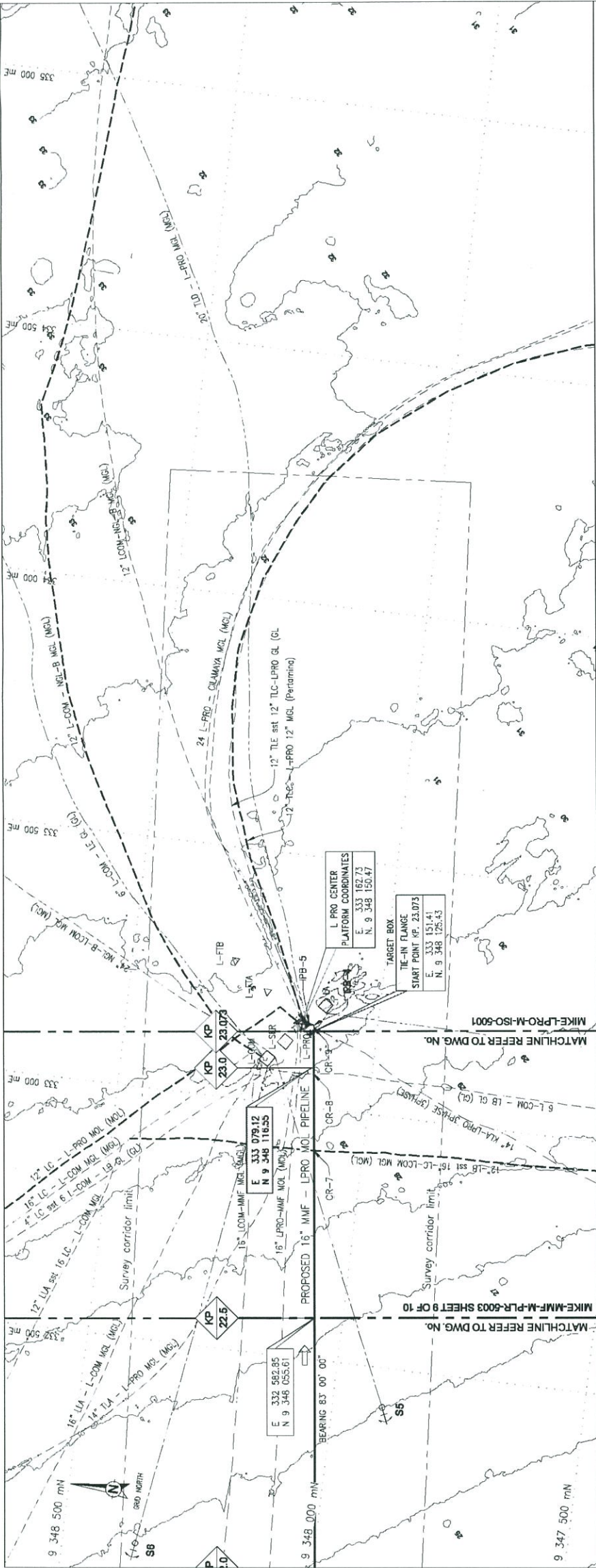
REV.	DESCRIPTION	DATE	DWNCHECK/APPD
0	ISSUED FOR APPROVAL	02.JAN.14	MAA MMK SS
A	ISSUED FOR REVIEW	23.DEC.13	MAA MMK SS

Client: **PERTAMINA**  
PHE ONWJ

Contractor: **PT. SIGUR ROS INDONESIA**  
THALYA GEMILANG  
PROJECT TITLE: **TECHNICAL FRAMEWORK CONTRACT FOR LONGTERM PIPELINE REPAIR-REPLACEMENT PROGRAM 2013-2015**

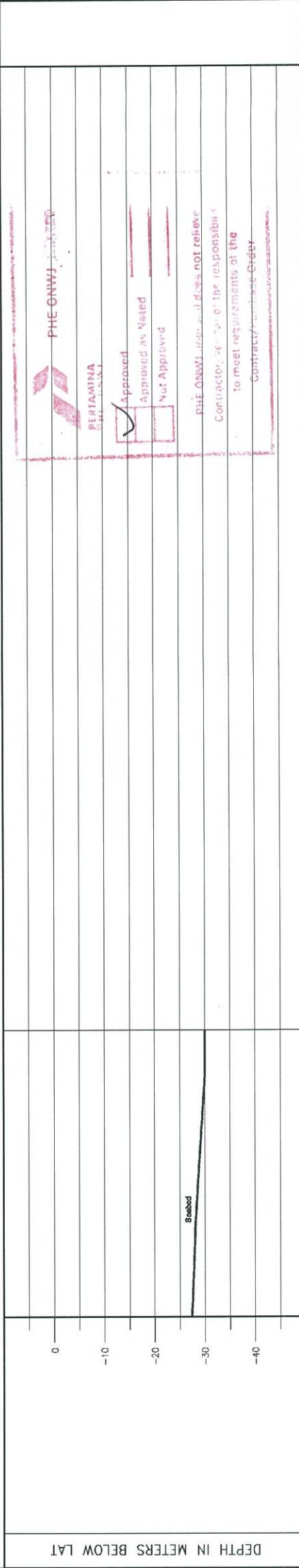
DRAWING TITLE: **16" MOL MMF - LPRO PIPELINE BATHYMETRY MAP AND ALIGNMENT SHEET**  
SHEET 10 OF 10  
DRAWING NO.: **MIKE-MMF-M-PLR-5003**

SCALE	ORL PAPER SIZE : A1	THIS IS A CAD DRAWING AND MUST NOT BE ALTERED MANUALLY
ASSIGN	DRAWING NO.	REV.
		0



PLAN

HORIZONTAL SCALE 1:5000



SEABED PROFILE

HORIZONTAL SCALE 1:5000 VERTICAL SCALE 1:500

PIPELINE DATA	PIPELINE DATA
PIPE DETAILS	PIPELINE DATA
WEIGHT IN AIR, SUBMERGED WEIGHT, SPECIFIC GRAVITY	406.4mm OD x 12.7mm WT API 5L X52 PSL2
FIELD JOINT COATING TYPE	W <sub>a</sub> =340.6 kg/m, W <sub>s</sub> =116.9 kg/m, S <sub>g</sub> =1.52
CORROSION COATING THICKNESS, TYPE AND DENSITY	PE HSS 50mm thk. and 170 kg/m <sup>3</sup> Density
CONCRETE COATING THICKNESS, DENSITY	Asphalt Enamel 4mm thk. and 1282 kg/m <sup>3</sup> Density
ANODE TYPE, SIZE AND SPACING	50mm Thk. and 3040 kg/m <sup>3</sup> Density
PIPELINE CROSSING (CR/ANGLE)	Bracket typ. 200mm length x 50mm thk. 65mm Gap
MAXIMUM ALLOWABLE SPAN LENGTHS	35 kg Weight, every 20 joints
DESIGN PRESSURE, DESIGN TEMPERATURE	20.7m / 21.0m / 17.1m
TRENCHING AND BURIAL DEPTH	900 psi, 200 F
	UNBURIED



## BIODATA PENULIS



**Reyhan Pahlevi Danendra** adalah Nama penulis tugas akhir ini. Penulis lahir dari orang tua Dany Widjanarko, S.H. dan Endah Soeharniningsih, A.Md.K sebagai anak kedua dari tiga bersaudara. Penulis tinggal di Ngagel Mulyo XVI no. 93, Kelurahan Ngagel Rejo, Kecamatan Wonokromo, Kota Surabaya sejak lahir pada tanggal 15 Oktober 1996. Penulis menempuh pendidikan dimulai dari SDN Ngagel Rejo 1 Surabaya (lulus tahun 2008), melanjutkan ke SMP Muhammadiyah 5 Surabaya (lulus tahun 2011), dan SMA Negeri 6 Surabaya (lulus tahun 2014). Setelah lulus dari SMA, penulis melanjutkan jenjang pendidikan tingkat tinggi di S-1 Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif di berbagai aktivitas seperti organisasi kemahasiswaan, kepanitiaan, maupun kegiatan sosial. Dalam bidang organisasi kemahasiswaan, penulis pernah menjadi Staff Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa Departemen Teknik Kelautan pada tahun 2015/2016. Dalam bidang kepanitiaan, penulis aktif di berbagai kepanitiaan baik di dalam kampus maupun di luar kampus mulai tahun 2015 – 2016. Dalam bidang kegiatan sosial, penulis pernah mengikuti proyek organisasi AIESEC Surabaya diikuti oleh peserta dari berbagai negara yang berfokus pada pendidikan anak-anak di panti asuhan dan di sekolah yang tidak dinaungi oleh Pemerintah, bertujuan untuk memberikan wawasan Internasional dengan cara mengajar Bahasa Inggris.

Dengan ketekunan, motivasi tinggi dalam belajar dan berusaha, penulis dapat menyelesaikan pengerjaan Tugas Akhir ini. Akhir kata, penulis mengucapkan rasa syukur atas selesainya Tugas Akhir yang berjudul “**Analisis On-Bottom Stability: Studi Kasus Infield Flowline dari Platform MMF menuju Platform LPRO**”.

Penulis dapat dihubungi melalui e-mail: [reyhandanendra21@gmail.com](mailto:reyhandanendra21@gmail.com)